

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут»

**Г. Б. Варламов,
Г. М. Любчик,
В. А. Маляренко**

ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ ТА ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ВИРОБНИЦТВА ЕНЕРГІЇ

*Затверджено Міністерством освіти і науки України
як підручник для студентів вищих навчальних закладів,
які навчаються за напрямом «Енергетика»*

Київ
«Політехніка»
2003

УДК 621.311:502.5
ББК 31.37-5я 73
В18

*Гриф надано Міністерством
освіти і науки України
(Лист від 26 грудня 2002 р. № 1/11-4305)*

Рецензенти: *Є. Г. Братута* (Національний технічний університет «ХПІ»)
О. Ю. Майстренко (Науково-технічний центр вугільних енерготехнологій НАН та Мінпаливенерго України)

Відповідальний редактор *М. К. Безродний*

Варламов Г. Б., Любчик Г. М., Маляренко В. А.

В18 Теплоенергетичні установки та екологічні аспекти виробництва енергії: Підручник. – К.: ІВЦ “Видавництво «Політехніка»”, 2003. – 232 с.: іл.

ISBN 966–622–128–4

Подано систематизований матеріал про технологічні особливості виробництва теплової та електричної енергії з використанням органічного палива і про комплексні методи та перспективні напрями підвищення енергетичної ефективності й екологічної безпеки теплоенергетичних об’єктів.

Для студентів, аспірантів і викладачів технічних спеціальностей вищих закладів освіти.

**УДК 621.311:502.5
ББК 31.37-5я73**

ISBN 966–622–128–4

© Г. Б. Варламов,
Г. М. Любчик,
В. А. Маляренко, 2003

ЗМІСТ

Вступ.....	7
Розділ 1	
Структура і тенденції розвитку енергетики.....	9
1.1. Роль енергетики в розвитку цивілізації	9
1.2. Енергетика та енергопостачання: основні поняття і визначення	12
1.3. Паливно-енергетичний комплекс.....	17
1.4. Енергогенерувальні потужності	21
1.5. Енергоспоживання як критерій рівня розвитку і добробуту суспільства.....	28
1.6. Енергетика і навколишнє середовище.....	31
Контрольні питання.....	34
Розділ 2	
Паливно-енергетичні ресурси	35
2.1. Природні ресурси.....	35
2.2. Вископне органічне паливо	35
2.3. Склад і характеристики органічного палива.....	38
2.4. Нетрадиційні і відновлювані енергоресурси	44
2.5. Вторинні енергетичні ресурси.....	47
2.5.1. Класифікація та напрями використання вторинних енергетичних ресурсів	47
2.5.2. Ефективність використання вторинних енергетичних ресурсів	51
Контрольні питання.....	52
Розділ 3	
Екологічні аспекти використання органічного палива в енергетиці.....	53
3.1. Особливості використання органічного палива	53
3.2. Закономірності утворення екологічно шкідливих речовин під час горіння палива	55

3.3. Характеристика шкідливих речовин у продуктах згорання палива і їх вплив на навколишнє середовище	60
3.4. Нормування вмісту шкідливих речовин у продуктах згорання органічного палива.....	64
Контрольні питання	68

Розділ 4

Складові частини енергогенерувальних установок.....	69
4.1. Котельні установки	69
4.1.1. Загальні положення	69
4.1.2. Тепловий баланс і теплова економічність котельної установки.....	78
4.1.3. Топкові процеси і методи спалювання палива.....	82
4.1.4. Допоміжні системи і пристрої котельних установок.....	84
4.1.5. Особливості експлуатації котельних установок. Організація керування котлами.....	87
4.1.6. Подальший розвиток котельної техніки.....	91
4.1.7. Котельні установки – основне базове джерело генерації енергії для малої енергетики України.....	92
Контрольні питання	99
4.2. Паротурбінні, газотурбінні і комбіновані установки.....	99
4.2.1. Загальні положення	99
4.2.2. Парові і газові турбіни	103
4.2.3. Класифікація, параметри, типові цикли і схеми турбінних установок	105
4.2.4. Комбіновані установки	109
4.2.5. Технологічні показники парових турбін.....	115
Контрольні питання	117

Розділ 5

Теплові електричні станції.....	118
5.1. Загальні положення	118
5.2. Типові схеми ТЕС	119
5.3. Технологічна схема теплової електростанції.....	120
5.4. Теплоелектроцентралі. Міні-ТЕЦ. Теплофікація і централізоване теплопостачання	122
5.5. Графіки електричних і теплових навантажень	126

5.6. Техніко-економічні показники ТЕС.	
Оцінка економічності роботи теплової електростанції.....	133
Контрольні питання.....	138

Розділ 6

Вплив теплової енергетики на навколишнє природне середовище.....	139
--	-----

6.1. Газові та аерозольні забруднювальні викиди та їх шкідливий вплив	140
6.2. Тепловий вплив об'єктів енергетики на навколишнє середовище	146
6.3. Шумовий вплив об'єктів теплоенергетики на навколишнє середовище	150
6.4. Негативний вплив на навколишнє середовище підстанцій і ліній електропередач	158
6.5. Основні напрями підвищення енерго-екологічної ефективності об'єктів теплоенергетики	160
6.6. Екологічна експертиза та енерго-екологічний моніторинг паливоспалювальних енергооб'єктів.....	162
Контрольні питання.....	173

Розділ 7

Комплексні методи підвищення енергетичної ефективності й екологічної безпеки теплоенергетичних установок	174
--	-----

7.1. Фактори і показники, що визначають енерго-екологічну ефективність теплоенергетичних об'єктів.....	174
7.2. Вплив термодинамічного фактора на показники екологічної безпеки ТЕС	176
7.3. Сучасні тенденції підвищення коефіцієнта корисної дії теплових електростанцій.....	179
7.4. Технологічні і паливні фактори впливу на екологічну безпеку	180
7.5. Експлуатаційні фактори впливу на екологічну безпеку енергетичних об'єктів.....	183
Контрольні питання.....	190

Розділ 8

Перспективні напрями підвищення екологічної безпеки енергетичних об'єктів, що використовують органічне паливо	191
8.1. Конверсія органічного палива	191
8.2. Парогазова установка з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля.....	194
8.3. Газопарові установки	198
8.4. Теплові електричні станції на базі паливних елементів	201
8.5. Підвищення параметрів циклів ПТУ	205
8.6. Використання каталітичних камер згорання в складі ГТУ	208
Контрольні питання	210

Розділ 9

Організаційні заходи підвищення ефективності виробництва і використання енергії – альтернатива вирішення екологічних проблем енергетики	211
9.1. Консалтингові схеми в енергетиці	211
9.2. Енергетичний аудит.....	212
9.3. Енергетичний менеджмент	215
9.4. Енергозбереження	218
Контрольні питання	223
Список літератури	224

ВСТУП

Історично склалося, що тривалий час економіка України розвивалася у напрямку переважного розвитку енергоємних галузей промисловості: гірничодобувної, металургійної, хімічної, важкого машинобудування, енергетики. На першому етапі розвитку промисловості України це було зумовлено наявністю відповідних ресурсів, розвиненою інфраструктурою, сприятливими кліматичними та гірничо-геологічними умовами.

Україна, володіючи достатньо потужним паливно-енергетичним комплексом (ПЕК), має в ньому велику частку застарілого, технічно зношеного обладнання та устаткування.

Сьогодні проблема енергозабезпечення нашої країни вже переросла в проблему національної безпеки. Від її вирішення безпосередньо залежить можливість остаточного подолання внутрішніх і зовнішніх кризових процесів в економіці і політиці. Надзвичайно важливим є всебічне осмислення проблем енергозабезпечення, технологічного та економічного обґрунтування заходів з енергозбереження.

Проектом комплексної державної програми енергозбереження України передбачено збільшити енергетичну ефективність електричних станцій і знизити шкідливий вплив їх на навколишнє середовище, підвищивши ККД агрегатів, замінивши старі агрегати на нові зразки, упровадивши парогазові технології.

Людство хвилюють дві проблеми, що безпосередньо пов'язані з теплоенергетикою:

- 1) На який час вистачить паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР)?
- 2) До якої межі можливе подальше забруднення навколишнього середовища?

Щодо першої проблеми прогнози не досить оптимістичні. Нині світове використання енергоресурсів є еквівалентом 30 млрд т умовного палива. За сучасного рівня споживання енергії людству вистачило б органічного палива на 1000 років. Якщо враховувати, що частка розвіданих родовищ вугілля в загальногеологічних запасах становить від 4 до 10 %, а нафти – від 15 до 45 %, то цей термін треба скоротити до кількох сотень років.

Розвідані запаси вугілля в Україні становлять понад 47 млрд т. За сучасного рівня видобутку вугілля цього вистачило б на 100 – 200 років. Але технологія видобутку вугілля не відповідає геологічним особливостям родовищ, майже 80 % теплових електричних станцій (ТЕС) фізично і морально застаріли, рівень витрат енергоресурсів вищий за рівень їх видобутку, збільшується забруднення навколишнього середовища.

Відомо, що енергооб'єкти викидають в навколишнє середовище близько 30 % від загальної кількості твердих речовин, а газоподібних – близько 60 % (63 % сірчистого ангідриду і 57 % оксидів азоту).

Електроенергетика України являє собою потужний, складний та розгалужений технічний і технологічний комплекс, потенціал якого може, за певних умов, забезпечити виробництво електроенергії, як у валовому вирахуванні, так і в питомих показниках на душу населення на рівні багатьох розвинутих країн Європи (ФРН, Англії, Італії і т. ін.), але за показниками питомого енергоспоживання значно відстає від них.

Національна енергетична програма України встановлює такі основні напрями в технічній політиці енергетики:

- реконструкція газомазутних енергоблоків потужністю 300 та 800 МВт з виконанням газотурбінних надбудов;
- спорудження парогазових установок (ПГУ) на майданчиках, раніше запланованих для розміщення Кримської та Чигиринської АЕС;
- упровадження технології спалювання вугілля під тиском у топках з циркулюючим киплячим шаром;
- використання ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля;
- спорудження ТЕЦ з ПГУ-150 та ПГУ-350.

Актуальним напрямом фундаментальних наукових та теоретичних досліджень є розробка наукових засад модернізації та енерго-екологічної оптимізації циклів ТЕС з використанням сучасних газотурбінних та парогазових установок, щоб підвищити ефективність перетворення хімічної енергії палива в теплову та електричну енергію.

Мета видання підручника – систематизація загальних знань про складові частини, технологічні та екологічні аспекти роботи об'єктів, які використовують органічне паливо для виробництва енергії.

Підручник є результатом узагальнення вітчизняного та світового досвіду й багаторічних фундаментальних теоретичних та експериментальних наукових досліджень авторів, спрямованих на вивчення можливостей і розробку рекомендацій щодо підвищення енерго-екологічної ефективності виробництва теплової та електричної енергії, а також систематизації знань та розробок методів і пристроїв для підвищення екологічної безпеки спалювання органічного палива на енергооб'єктах.

Матеріал підручника детально систематизовано. Контрольні питання в кінці кожного розділу дають можливість оцінити засвоєння поданого матеріалу.

Розділ 1

СТРУКТУРА І ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ

1.1. Роль енергетики в розвитку цивілізації

Уся історія людства і становлення цивілізації – це історія освоєння енергії і розвитку енергетики. Відповідно до сформованих уявлень весь тривалий процес освоєння енергії людиною можна умовно розділити на п'ять етапів.

Перший етап – етап мускульної енергії, почався багато тисячоліть тому і тривав до V–VII ст. н. е. Великим досягненням цього періоду є оволодіння вогнем. Це відбулося 80–150 тис. років тому і знаменувало собою один з найважливіших переломних моментів в історії цивілізації. Поступово люди стали використовувати силу приручених тварин, вітру і води. До початку нашого літочислення належить запуск першого млина з колесом, яке приводилося в рух кінетичною енергією водяного потоку (без застосування мускульної енергії). Прийшов час другого етапу освоєння енергії.

Другий етап (VII–XVII ст.) починається з освоєнням енергії вітру і води. Уже в XI ст. людство мало досвід використання водяних млинів і вітряків, з'явилися прядильні і ткацькі верстати, маслоробні і паперовиробні машини, лісопильні установки. Усе це потребувало величезної кількості металу, а отже – енергії. Для виробітку великої кількості вугілля з деревини зводили нанівець величезні площі лісів. Це була перша серйозна екологічна криза антропогенного походження, пов'язана з розвитком промисловості. З'явилася потреба в нових, більш потужних і постійно діючих приводах, які б не залежали ні від розміщення, ні від сезону року. Вихід з цієї енергетичної кризи було знайдено за допомогою опанування «рушійної сили вогню», яку використовували для нагрівання і випаровування води, а також застосування сили стиснутої пари. Прийшла ера третього етапу в розвитку енергетики.

Третій етап (від XVIII до початку XX ст.) відповідає ширшому застосуванню вогню, джерелом якого є хімічна енергія палива, накопиченого в літосфері: кам'яного вугілля, нафти, газу, горючих сланців тощо.

До середини XVIII ст. було реалізовано давні спроби одержати механічну енергію за рахунок теплової. 1755 р. англійський коваль Томас Ньюкомен сконструював першу практично корисну парову машину. Оригінальну рівномірно працюючу парову машину створив 1763 р. російський винахідник Іван Ползунов. Парові машини цього часу мали багато

недоліків: великі розміри і масу, дуже низький коефіцієнт корисної дії, вузьку сферу застосування та ін. Розвиток капіталізму в XVII–XVIII ст. зумовив зародження науки, яка сформулювала правила розробки і створення енергетичних двигунів. Промислова революція, як часто називають цю епоху великих відкриттів, докорінно змінила життя на нашій планеті. Головним наслідком цього стало остаточне падіння феодалізму і зміцнення капіталістичних виробничих відношень. У другій половині XVIII ст. в Англії Джеймс Уатт розробив прообраз сучасної парової машини безупинної дії, що «розкрутила» колесо історії до небувалих до цього обертів: в Англії, потім у континентальній Європі і Північній Америці швидко розповсюдилися парові машини. Одержувану з їхньою допомогою енергію стали використовувати для надання руху заводським механічним агрегатам. Виникають перші теплові машини-двигуни.

Далі наукова конструкторська думка приходять до створення двигунів внутрішнього згорання, парових, газових і парогазових стаціонарних турбін, авіаційних і транспортних газових турбін, реактивних і ракетних двигунів. Але все це буде набагато пізніше.

Спочатку парові машини було поставлено на колеса, у результаті чого одержали самохідні (по рейках) візки. Уже у 1804 р. англієць Річард Тревітік створив паровий локомотив, що рухався по рейках з нечуваною в ті часи швидкістю – 30 км/год, а 1805 р. американець Роберт Фултон сконструював перший пароплав, що виконував регулярні рейси рікою Гудзон між Нью-Йорком і Олбані. І нарешті, 1825 р. на трасі Стоктон–Дарлінгтон в Англії починає діяти перша залізниця.

Почалося «золоте століття водяної пари». Поряд із розвитком практичної теплотехніки розвиваються її теоретичні основи – теорія теплових двигунів або, як тепер називають, технічна термодинаміка. У середині поза минулого століття на основі спостережень за тепловими явищами і роботою теплових машин Джоуль, Майєр, Гельмгольц, Карно, Клаузіус встановили перший і другий закони термодинаміки, що лягли в основу цієї фундаментальної дисципліни, яка вивчає взаємне перетворення теплової і механічної енергії.

Однак швидке зростання кількості парових машин, їх безупинна модернізація до кінця XIX ст. вже були не в змозі задовольнити потреби економіки в енергетичних потужностях. Очевидними стали відомі недоліки перших парових машин: низький ККД, велика витрата палива, передача механічної енергії від машин до верстатів через складні і ненадійні системи трансмісій, несприятливі екологічні наслідки. Атмосфера міст з тисячами заводських димарів стає непридатною для життя. 1831 р. відкрито спосіб перетворення механічної енергії в електричну. Починається нова ера – ера електрики.

Четвертий етап (з початку ХХ ст.) – «золоте століття електрики».

Протягом усього ХІХ ст. для промислових цілей людина користувалася механічною енергією, яку одержувала в основному від теплових двигунів. Тільки в ХХ ст. електрика вступила в права основного енергодавця, енергоперетворювача і енергопереносника. Тим самим було дано сильний поштовх до використання теплової енергії і теплових двигунів, пов'язаний з появою і широким застосуванням електричних машин і моторів, у яких механічна енергія перетворюється на електричну і навпаки. Електрична енергія виявилася більш зручною, ніж механічна: вона швидко і з відносно малими втратами передається на великі відстані, легко перетворюється на інші види енергії.

Поява теплових двигунів забезпечила широке використання для одержання механічної енергії величезних природних енергетичних ресурсів у вигляді: вугілля, нафти, газу, горючих сланців, торфу тощо. Успіхи у створенні машин і двигунів, які виробляють за рахунок теплової енергії електричну, зумовили швидкий розвиток потужних теплових електричних станцій, де нині тепла енергія перетворюється спочатку на механічну, а потім на електричну.

Водночас, завдяки науковим відкриттям ХХ ст., людство вступило в нову епоху – епоху використання атомної енергії.

П'ятий етап – створення і розвиток атомної енергетики – є одним з найбільших досягнень ХХ ст.

Атомна енергетика ґрунтується на розщепленні важких ядер деяких хімічних елементів (урану, плутонію, торію). У результаті влучення в ядро нейтрона розвивається ланцюгова реакція з виділенням величезної кількості енергії (теплоти). Один з трьох названих елементів – плутоній – поширений на Землі в мізерно малих кількостях (в уранових рудах). На сучасних атомних електростанціях ядерним паливом є збагачений природний уран і штучно одержаний плутоній. Торій, запаси якого більші, ніж урану, поки ще не застосовують у ядерній енергетиці, його розглядають як перспективне ядерне паливо. Ядерні реакції з величезним енерговиділенням можуть відбуватися також у результаті синтезу ядер елементів, які мають малу атомну вагу, наприклад ізотопів водню – дейтерію і тритію. Але це вже – термоядерна реакція.

Кожний історичний етап розвитку науки і техніки ставить перед ученими та інженерами багато проблем. Одна з основних проблем сучасності і найближчого майбутнього – забезпечення людства достатньою кількістю енергії. Проблема ця досить гостра, тому що має не тільки суто технічний характер. Слова *енергія* та *енергетична криза* щодня вимовляють з екранів телевізорів, не сходять зі сторінок журналів і газет, не кажучи вже про спеціальні видання. Енергетична ситуація в окремих державах істотно

впливає на життєвий рівень і культуру населення, позначається на внутрішній і зовнішній політиці. Країни без ПЕР докладають великих зусиль, щоб забезпечити себе потрібними джерелами енергії. Країни – експортери нафти, нафтові монополії одержують величезні прибутки і надприбутки. З другого боку, інші країни виношують політичні і військові плани перерозподілу та збереження нафтових і газових промислів. Поняття *нафтове ембарго* викликає паніку в цілому ряді країн і стає знаряддям економічного і політичного шантажу. Усе частіше виникають питання: «Як жити далі без нафти і газу? Чим опалювати житло і виробничі помешкання? Як надавати рух машинам і агрегатам? Як підтримувати технологічні процеси? Звідки брати енергію, щодня усе більше енергії?»

1.2. Енергетика та енергопостачання: основні поняття і визначення

Сучасна енергетика являє собою складну багаторівневу ієрархічну структуру, призначену забезпечити комфортні умови проживання населення, а також нормальне функціонування промислових підприємств, виробництв і закладів. Лише на основі надійної та ефективною системи забезпечення споживачів різного рівня потрібною енергією та енергетичними ресурсами можливі їх нормальне функціонування і розвиток. Політична та економічна незалежність і безпека держави багато в чому визначаються виробництвом енергетичних ресурсів у достатній кількості.

Різноманіття форм існування енергії, властивість їх взаємоперетворення дозволяє використовувати для виробництва і споживання енергії різні енергоресурси та енергоносії, визначає їх взаємозамінність. Енергетична цінність ресурсів, ефективність способів їх перетворення, ступінь досконалості процесів і установок, технологічних стадій енергетичного виробництва визначається, в остаточному підсумку, коефіцієнтом використання енергоресурсу (коефіцієнтом корисної дії енергоустановки).

Енергетика – галузь народного господарства, що охоплює виробництво, перетворення і використання різних форм енергії. В енергетиці використовують такі основні п'ять видів установок або систем:

- генерувальні – перетворюють потенційну або хімічну енергію природних енергетичних ресурсів на електричну, теплову, механічну або інший вид енергетичного ресурсу (наприклад, турбоустановки, газогенерувальні установки, котли, компресори);
- перетворювальні – змінюють параметри та інші особливості певного виду енергії (трансформаторні підстанції, інвенторні електроустановки, трансформатори теплоти й ін.);

- мережі – призначені для передачі і розподілу енергії (електричні, теплові, газові, нафтопроводи, мережі стиснутого повітря та ін.);
- акумулювальні – призначені для часткового регулювання режиму виробництва енергії (електричні і теплові акумулятори, насосно-акумулювальні гідроелектростанції тощо);
- споживаючі – призначені для перетворення енергії до вигляду, у якому її безпосередньо використовують (електричний привід машин, опалювальні установки, промислові печі, світильники та ін.).

Основними формами застосування енергії є теплота й електроенергія. Галузь енергетики, у якій одержання, перетворення, транспортування і використання цих форм енергії відбуваються за рахунок спалювання органічного палива, називають теплоенергетикою.

Галузь енергетики, яка займається перетворенням гідроенергії на електричну, називають гідроенергетикою.

Відкриття способів використання енергії атомного ядра створило нову галузь енергетики – атомну або ядерну енергетику.

Питаннями використання енергії в ітру займається вітроенергетика.

Енергетичні технології, що базуються на використанні енергії Сонця, належать до геліоенергетики.

Кожна з галузей енергетики як наука має свою теоретичну основу, яка ґрунтується на законах фізичних явищ у цій сфері.

Перетворення енергії пов'язане з потребою використання різних її форм для сучасних технологічних процесів. Перетворення енергії не вичерпується тільки перетворенням одних її форм на інші. Так, теплову енергію застосовують за різних рівнів температури і тиску теплоносія (пара, газ, вода), електричну – у вигляді змінного або постійного струму і за різних рівнів напруги.

Перетворення енергії відбувається в різних машинах, апаратах і пристроях, які складають загалом технічну основу енергетики. Так, у котельних установках хімічна енергія палива перетворюється на теплову; у паровій турбіні – теплова енергія, носієм якого є водяна пара, перетворюється на механічну енергію, яка в електричному генераторі, у свою чергу, перетворюється на електричну енергію. На гідроелектростанціях у гідротурбінах і електрогенераторах енергія водяних потоків перетворюється на електричну; в електричних двигунах електрична енергія перетворюється на механічну тощо.

Способи створення і експлуатацій різних установок, машин, апаратів і пристроїв, призначених для одержання, перетворення, транспортування і застосування різних форм енергії, базуються на використанні відповідних розділів теоретичних основ енергетики: теплотехніки, електротехніки, гідротехніки, в іротехніки та ін.

У цій складній структурі енергетичних галузей на сьогодні склалися ключові поняття:

- *Енергетичний ланцюжок (energy chain)* характеризує потік енергії від видобутку (виробництва) первинного енергоресурсу до одержання і використання підведеної кінцевої енергії.
- *Первинний енергоресурс (primary energy resource)* – енергоресурс (сира нафта, природний газ, вугілля, горючі сланці, ядерна енергія, гідроенергія, геотермальна, сонячна, вітрова енергія тощо), який не переробляли і не перетворювали.
- *Енергоносії (energy carrier)* – ресурс, що безпосередньо використовують на стадії кінцевого споживання, попередньо перероблений, перетворений, а також природний енергетичний ресурс, що споживається на цій стадії.
- *Підведений енергетичний ресурс (energy resource supplied)* – енергоресурс, підведений до енергетичної установки для переробки, перетворення, транспортування або використання.
- *Кінцева підведена енергія (final energy або energy supplied)* – енергія, підведена до споживача перед її кінцевим перетворенням на корисну роботу (кінцевим використанням) або кількість енергії в підведеному енергетичному ресурсі або енергоносії.
- *Енергопостачання* – сукупність послідовних процесів виробництва, передачі і використання енергії.
- *Система енергопостачання* – сукупність установок і пристроїв, призначених для цілей енергопостачання.
- *Ланцюг перетворення енергії* – сукупність процесів і відповідних елементів для їх реалізації, що характеризують перехід від одного виду енергії до іншого.

Енергію у вільній формі неможливо накопичувати на будь-який тривалий час. Тому процеси виробництва і споживання енергії мають збігатися в часі або відбуватися безпосередньо один за одним і бути пов'язаними між собою відповідною ланкою передачі. Це суттєво впливає на характер виробничих, технічних і економічних зв'язків енергетики з іншими галузями матеріального виробництва і стосується структури та форм розвитку власне енергетики і систем енергопостачання.

У ряді випадків уживають поняття *види енергії*, під яким розуміють різні джерела енергії. Зокрема, розглядають невідновлювані ПЕР: викопне органічне паливо (вугілля, нафту, природний газ, торф, горючі сланці), ядерну енергію. Існують й інші ПЕР або джерела енергії, наприклад біомаса, енергія сонця, вітру, хвиль, гідроенергія, геотермальна енергія. Це відновні види енергії, які є прямим результатом впливу енергії сонця, тоді як викопне паливо отримано в процесі біохімічних реакцій в надрах Землі сотні мільйонів років тому.

Усі названі вище види енергії – це первинні енергетичні ресурси, вони утворюють першу ланку ланцюга перетворення енергії (рис. 1.1).

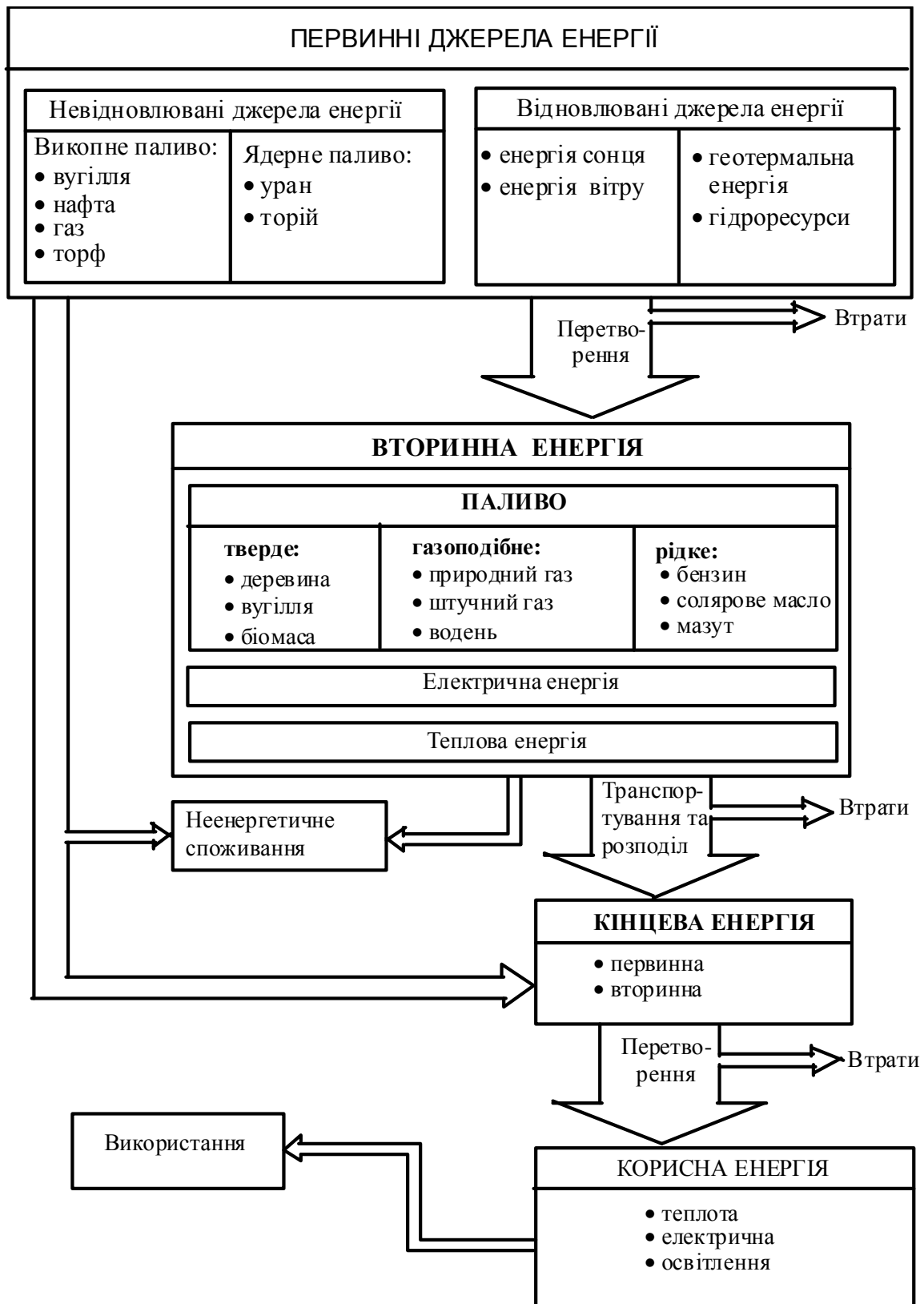


Рис. 1.1. Структура енергопостачання

Ця схема наочно демонструє шлях енергії від її вихідного стану до кінцевого споживання, подає загальний взаємозв'язок між джерелами енергії і видами кінцевої енергії. Наприклад, сира нафта, яку видобувають з надр землі, є первинним джерелом енергії, але її застосовують обмежено. Її можна перетворити на корисніші вторинні джерела енергії, такі як бензин, газове паливо, мазут, дизельне паливо тощо. Такі перетворення пов'язані зі значними втратами енергії. Вторинну енергію треба довести до споживача. Її транспортування та розподіл потребують додаткової витрати енергії. На цьому етапі джерело енергії перетворюють на відповідний енергоносіє, що на заключному етапі перетворюють для отримання кінцевої корисної енергії і подачі її до пункту споживання. Наприклад, у процесі спалювання мазуту в топці одержуємо теплоносіє (водяна пара, гаряча вода), який можна подавати на технологічні потреби, опалення і гаряче водопостачання окремих об'єктів.

Основними природними (первинними) ПЕР, на яких базується сучасна енергетика, є викопне паливо (вугілля, торф, нафта, сланці, природний газ), гідроресурси (енергія рік, морів та океанів), ядерне паливо (уран, торій). Цією обставиною визначаються основні напрями розвитку сучасної енергетики: теплоенергетика (використовує органічне паливо); гідроенергетика (розвивається на базі гідроенергетичних ресурсів); атомна енергетика (основана на перетворенні внутрішньоядерної енергії на інші види).

Основними видами продукції енергетичної галузі є електрична і теплова енергія. Пристрої, у яких енергія природних енергетичних ресурсів перетворюється на інші види енергії, називають енергогенерувальні (або енергогенератори); пристрої, у яких енергія перетворюється на кінцевий вид – енергоспоживачі або абоненти.

Отже, виходячи із завдань енергопостачання і ланцюга перетворення енергії будь-яка система енергопостачання базується на визначених енергетичних ресурсах і містить три головні елементи: джерело енергії (енергогенератор), мережі (розподільні і транспортні) і енергоспоживач (абонент). Структура передавальних ланок у системі визначається рівнем концентрації і централізації енергопостачання.

Концентрація – процес зосередження виробництва енергії на великих енергетичних об'єктах, тобто збільшення одиничної потужності і продуктивності енергетичних установок і устаткування. Концентрація – один з найважливіших чинників удосконалювання технічної бази і підвищення ефективності енергетичного виробництва.

Централізація – об'єднання споживачів енергії єдиними для них енергетичними мережами і джерелами енергії, зумовлене передусім нерозривністю в часі процесів виробництва і споживання енергії. Централізація в енергетиці – форма раціональної організації енергопостачання.

Концентрація і централізація енергопостачання збільшують дальність передачі енергії, це пов'язано з додатковими капітальними та експлуатаційними витратами і втратами енергії в розподільній системі. Знизити ці втрати і збільшити дальність транспортування дозволяє підвищення потенціалу енергоносіїв, що використовують для передачі і розподілу енергії. Тому важливим елементом централізованих систем енергопостачання є трансформувальні (перетворювальні) енергоустановки. Вони призначені для зміни і регулювання рівня потенціалу енергоносіїв, а також об'єднаних в одній системі споживачів з різним рівнем потенціалу енергії, що розподіляється між ними.

Основною формою енергопостачання в багатьох країнах були і залишаються на тривалу перспективу централізовані системи. Об'єднуючи енергогенерувальні установки, трансформувальні і розподільні пристрої та енергоспоживачі, вони характеризуються спільністю принципів формування і режиму роботи всіх ланок, взаємозалежністю процесів виробництва, розподілу і використання енергії. Концентрація і централізація – неодмінна умова створення ефективних форм енергопостачання, розширення сфер і подальшого впровадження найраціональніших видів енергії в різні технологічні процеси. З цим пов'язане об'єднання власне енергетики, паливодобувних галузей і переробної промисловості в єдиний ПЕК.

1.3. Паливно-енергетичний комплекс

Паливно-енергетичний комплекс – один з найважливіших і чітко організованих комплексів будь-якої національної економіки. Це єдина система енергопостачання країни, яка охоплює сукупність процесів виробництва, перетворення, транспорту і розподілу ПЕР. Головна мета функціонування ПЕК – ефективно і надійно забезпечувати всі потреби народного господарства держави енергією відповідної якості (електричною і тепловою), а також у вигляді тих або тих енергоносіїв і робочого тіла.

ПЕК складається з двох основних економічно самостійних галузей: енергетики і паливної промисловості. Енергетична промисловість охоплює сукупність процесів виробництва, транспортування і розподілу електричної і теплової енергії на АЕС, ТЕС, ГЕС та гідроакумулювальних електростанціях (ГАЕС) з використанням ліній електропередач, електричних і теплових мереж, котельних та утилізаційних установок. Крім названих потужних об'єктів енергетики існує значна кількість малих систем теплоелектрогенерування, зосереджених у районах великих міст, населених пунктів і різних об'єктах промисловості. Це – районні опалювальні й опалювально-виробничі котельні, заводські ТЕС, ТЕЦ і котельні, проми-

слові печі, автономні теплоцентралі, призначені для обслуговування декількох будинків і споруд, індивідуальних будівництв тощо.

Усі ці енергогенерувальні об'єкти малої потужності мають ознаки окремої (єдиної) галузі зі своєю продукцією у вигляді теплової та електричної енергії, зі своїми потребами в паливі, устаткуванні, матеріалах, інвестиціях, а також зі своїм внеском у загострення екологічної обстановки. Цей своєрідний ПЕК називають малою енергетикою. Його можна розширити за рахунок нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії: установок і споруд, які використовують сонячну енергію, енергію вітру, геотермальну енергію, енергію Світового океану, біомаси, низькопотенційну енергію тощо.

Мала енергетика є паливоємною галуззю України. Так, 1997 р. тільки об'єкти комунальної енергетики використали більше ніж 65 млн т умовного палива (т у. п.)^{*} і вироблено 250 ГДж^{**} теплової енергії. Усі теплові електростанції України того самого року виробили 324 ГДж теплової енергії і витратили на це майже 80 млн т у. п. з 300 млн т у. п., споживаного щорічно на той час в Україні.

Важливою складовою частиною ПЕК є паливна і паливопереробна галузі, які охоплюють сукупність процесів видобутку природних видів палива і їх переробки (сортування та збагачення). Тенденції і об'єми видобутку окремих видів органічного палива в Україні можна визначити з табл. 1.1.

Таблиця 1.1. Видобуток та переробка окремих видів природного палива в Україні

Показник	1990	1992	1993	1994	1995	2000
Вугілля, млн т	164,8	133,7	115,7	94,4	83,58	62,4
Нафта, включаючи газовий конденсат, млн т	5,25	4,47	4,25	4,2	4,09	3,69
Газ природний, млрд м ³	28,1	20,9	19,2	18,3	18,12	17,9
Первинна переробка нафти, тис. т, зокрема:	20 900	17 600	16 850	...
дизельне паливо	12 672	8 091	6 129	5 170	4 312	2 658
бензин автомобільний	8 369	5 388	3 533	3 361	2 981	2 124
топковий мазут	26 186	17 678	10 653	8 384	6 827	2 808

У перерахунку на умовне паливо ($Q_H^p = 29\,300$ кДж/кг) в Україні 1990 р. було видобуто 163,1 млн т у. п. з таким балансом: вугілля – 74,8 %; газ – 19,8 %; нафта – 4,8 %; торф і дрова – 0,6 %. 1994 р. загальний видобуток становив 99,2 млн т у. п.: вугілля – 71,8 %; газ – 21,3 %; нафта – 6 %; торф – 0,4 %; дрова – 0,5 %. Порівняємо ці цифри з рекордним видобутком в Україні минулих років: вугілля (1976 р.) – 218 млн т;

* т у. п. – тонна умовного палива, яке має теплоту згорання 29 300 кДж/кг.

** 1 ГДж = 10⁹ Дж.

нафта, включаючи газовий конденсат (1972 р.) – 14,4 млн т; природний газ (1975 р.) – 68,7 млрд м³, які свідчать про високий паливно-енергетичний потенціал України.

Далі наведено коротку характеристику паливодобувної галузі ПЕК України.

Вугільна промисловість. Розвідані запаси вугілля становлять 46,7 млрд т, з них коксівних – 13,9 млрд т (29,8 %), антрацитів – 7,0 млрд т (15 %). Вони зосереджені в таких регіонах України:

- Донецький басейн: балансові ресурси кам'яного вугілля – 43,0 млрд т, зокрема коксівного – 13,5 млрд т, антрацитів – 7,0 млрд т; діючих шахт – 261;
- Львівсько-Волинський басейн: балансові ресурси кам'яного вугілля – більше 1,0 млрд т, зокрема коксівного – 0,4 млрд т; діючих шахт – 17;
- Дніпровський басейн: промислові запаси бурого вугілля – 2,28 млрд т; з них придатних для розробки відкритим способом – 0,54 млрд т; діючих шахт – 6, розрізів – 7.

Як видно з табл. 1.1, видобуток вугілля в Україні безупинно падає. Це пояснюється не тільки екологічною кризою, але й старінням шахтного фонду й ускладненням гірничо-геологічних умов видобутку: на глибоких горизонтах (більше 600 м) працюють близько 60 % шахт, які видобувають більше половини українського вугілля; газonosними є більше 80 % шахт.

За оцінками, запасу вугілля промислової категорії в Україні вистачить ще на 250–300 років. Але щоб їх добути, потрібні інвестиції і нові технології, високоефективні й екологічно чисті. Тим більше, що питомі витрати енергоресурсів на видобуток 1 т вугілля становлять: теплової енергії – 89,1 Мкал, електроенергії – 125,1 кВт·год. На збагачення 1 т вугілля витрачають 10,3 кВт·год електроенергії, на виробництво 1 т вугільних брикетів: теплової енергії – 1267,8 Мкал, електроенергії – 66,5 кВт·год.

Газова промисловість. Балансові запаси природного газу (нафтового газу) в Україні становлять 1460,2 млрд м³, позабалансові – 2,1 млрд м³. Більше 75 % усього видобутку природного газу припадає на Дніпровсько-Донецьку, Прикарпатську і Причорноморсько-Кримську газонафтоносну область (відповідно 85, 10 і 5 %). Нові родовища характеризуються невеликими запасами газу і складною геологічною структурою.

Питома витрата енергоресурсів на транспортування 1 млн м³ природного газу по магістральних газопроводах України становить: теплової енергії – 3,5 Мкал, електроенергії – 8,8 кВт·год.

Нафтовидобувна промисловість. Запаси нафти в Україні становлять 3,9 млн т. Знаходяться вони в Західному (39 родовищ), Східному (73) і Пів-

денному (8) регіонах. Усього 122 нафтових родовища, з яких 84 знаходяться в промисловій розробці. Запаси газового конденсату – 80,3 млн т. Зосереджені в 133 родовищах, з яких 73 – у промисловій розробці. Для нафтовидобутку характерний спад виробництва, пов'язаний передусім з виробленням діючих і браком відкритих за останні роки великих і середніх родовищ. Запаси розвіданих родовищ незначні і залягають на великих глибинах. Питома витрата електроенергії на транспортування 1 т нафтопродуктів на 1 км по магістральних нафтопроводах – 10,4 кВт·год.

Нафтопереробна промисловість. На Україні діє шість нафтопереробних заводів загальною потужністю 61 833 тис. т на рік (Кременчуцький – 18 625 тис. т на рік, Херсонський – 8 643, Одеський – 3 917, Дрогобицький – 3 880, Надвornянський – 3 367, Лисичанський – 23 461). Рівень переробки – 53–54 %.

Питомі витрати енергоресурсів на переробку 1 т нафти, включаючи газовий конденсат, становлять: теплової енергії – 196,0 Мкал; електроенергії – 53,6 кВт·год (66,3 кг у. п.).

Торф'яна промисловість. Незважаючи на загальні балансові запаси у 734,8 млн т, зосереджені переважно в Рівненській (18 %), Волинській (18 %) і Чернігівській областях (13 %), видобуток паливного торфу дуже нестабільний. Основна продукція торф'яних заводів – торф'яні брикети, грудковий торф для опалення, торф для добрив.

Атомна промисловість. В Україні немає замкненого циклу виробництва ядерного палива. Розвіданих запасів уранових руд вистачить для виробництва ядерного палива більше ніж на 150 років. Український уран після очищення містить тільки 0,7 % урану-235, тоді як атомні реактори потребують 4 %.

За даними Всесвітньої енергетичної конференції, щоб забезпечити сучасні потреби в паливі та енергоресурсах, людству вистачить: нафти – на 30 років, природного газу – на 50–60 років, вугілля – на 500–600 років; палива для АЕС – на теплових нейтронах на 25–120 років, на швидких – на 800–1 000 років. З урахуванням браку в Україні замкненого паливно-ядерного циклу й екологічної небезпеки АЕС найперспективнішим з енергоносіїв у майбутньому залишається вугілля.

Але розвиток енергетики на тривалу перспективу не може бути орієнтований тільки на використання вугілля, хоча нині багато держав побудували свій ПЕК саме на вугіллі. Але й ці країни, перш за все США, Німеччина, Японія, Італія, Данія, Іспанія, інтенсивно шукають нові технології, основані переважно на використанні нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії.

1.4. Енергогенерувальні потужності

Основні типи електричних станцій. Залежно від виду первинної енергії розрізняють ТЕС, ГЕС, АЕС та ін. До ТЕС належать конденсаційні електростанції (КЕС) і теплофікаційні або теплоелектроцентралі (ТЕЦ). На КЕС використовують органічне паливо, на базі якого виробляють електричну енергію. ТЕЦ також працюють на органічному паливі, але на відміну від КЕС виробляють як електричну, так і теплову енергію у вигляді гарячої води і пари для промислових потреб та теплофікаційних цілей. Атомні електростанції, переважно конденсаційного типу, використовують енергію ядерного палива. У ТЕЦ, КЕС і державних районних електростанціях (ДРЕС) потенційна хімічна енергія органічного палива (вугілля, нафти або газу) перетворюється на теплову енергію водяної пари, яка, у свою чергу, перетворюється на електричну. Саме так виробляють ~80 % одержуваної в світі енергії. Слід зазначити, що сучасна атомна і, можливо, майбутня термоядерна електростанції також являють собою теплові станції. Відмінність полягає в тому, що топка парового котла (генератора теплової енергії у вигляді водяної пари відповідних параметрів) замінюється на ядерний або термоядерний реактор.

Гідравлічні електростанції, на відміну від ТЕС і АЕС, використовують відновлювану первинну енергію у вигляді гідравлічного напору потоку води, який перетворюється на механічну енергію в гідравлічній турбіні і на електричну – в електрогенераторі.

Теплові, гідроелектричні та атомні станції – основні енергогенерувальні джерела, розвиток і стан яких визначають рівень і можливості сучасної світової енергетики й енергетики України зокрема. Електростанції зазначених типів називають також турбінними.

Однією з основних характеристик електростанцій є встановлена потужність, що дорівнює сумі номінальних потужностей електрогенераторів і теплофікаційного обладнання. *Номінальна потужність* – це найбільша потужність, за якої обладнання може працювати тривалий час відповідно до технічних умов.

З усіх видів виробництва енергії найбільш розвинена теплоенергетика – енергетика парових турбін на органічному паливі. Питомі капіталовкладення на будівництво ТЕС істотно нижчі, ніж для ГЕС і АЕС. Значно коротший і термін будівництва ТЕС. Що стосується собівартості виробленої електроенергії, то вона найнижча для гідроелектричних станцій. Вартість виробництва електроенергії на ТЕС і АЕС різниться не дуже істотно, але все-таки нижча на АЕС. Однак ці показники не є визначальними для вибору того або того типу електростанції. Багато залежить від місця знаходження станції. ГЕС будують на річці; ТЕС розміщують зазвичай неподалік від місця видобутку палива або району великої концентрації споживання

енергії. ТЕЦ бажано мати поруч зі споживачами теплової енергії. АЕС не можна будувати поблизу населених пунктів. Отже, вибір типу станції багато в чому залежить від їх призначення і передбачуваного розміщення.

З урахуванням специфіки розміщення ТЕС, ГЕС і АЕС визначають не тільки розміщення електростанцій, але й умови майбутньої експлуатації цих енергетичних об'єктів: положення станції щодо центрів споживання, що особливо важливо для ТЕЦ; основний вид енергоресурсу, на якому буде працювати станція, і умови його надходження на станцію; умови водопостачання станції, які набувають особливого значення для КЕС і АЕС. Суттєвим моментом є близькість станції до залізничних та інших транспортних магістралей, до населених пунктів. В останні десятиліття на собівартість виробництва енергії, на вибір типу електростанції і її розміщення значно впливають екологічні проблеми, пов'язані з одержанням і використанням енергоресурсів.

Глобальні проблеми навколишнього середовища особливо загострилися наприкінці 80-х рр. ХХ ст. після встановлення фактів руйнування озонового шару, збільшення концентрації вуглекислого та інших шкідливих газів в атмосфері. Відповідно до «Міжнародного огляду ринку енергосистем», підготовленому американськими експертами, до 2015 р. об'єми викидів CO_2 досягнуть 9 700 млн т, що на 61 % більше, ніж 1990 р. Дві третини цих викидів припадає на країни, енергетика яких залежить переважно від вугілля.

Про значне техногенне навантаження на територію України свідчать дані щодо рівнів викидів в докризовому 1989 р.: пилу – 2 млн т, SO_2 – 3,1 млн т, CO_2 – 3,7 млн т, CO – 0,8 млн т. Після аварії на Чорнобильській АЕС радіонуклідами забруднено 4,6 млн га орних земель, вилучено із землекористування 119 тис. га. Тільки радіоактивне забруднення Цезієм-137 становить: 34 000 km^2 – 1...5 Кі на 1 km^2 ; 1 960 km^2 – 5...15; 820 km^2 – 15...40; 640 km^2 – понад 40 Кі на 1 km^2 .

Отже, у ряді регіонів України масштаби забруднення навколишнього середовища досягли критичного рівня. Головні забруднювачі атмосфери – енергетика, металургія і транспорт. Зі зростанням енерговиробництва й енергоспоживання забруднення атмосфери перетворюється на важливу техніко-економічну і соціальну проблему.

Джерела енергії традиційної енергетики. Потенціал електроенергетики України складають 44 потужних ТЕС, 7 ГЕС і 5 АЕС (табл. 1.2).

Головну роль відіграють теплові електростанції, обладнані переважно блоками 150, 200, 300 і 800 МВт. Найбільш великі теплові електростанції України: Угледорська (3 600 МВт), Запорізька (3 600 МВт), Криворізька (2 820 МВт), Бурштинська (2 300 МВт), Зміївська (2 150 МВт), Ладизенська, Трипільська (1 800 МВт). Усі вони, як і багато інших ТЕС, знаходяться в основних промислових регіонах України.

**Таблиця 1.2. Розподіл виробництва електроенергії між об'єктами
Мінпаливенерго України**

Тип електростанції	Установлена потужність		Виробництво електричної енергії							
	млн кВт	%	1990		1995		1999		2000	
			млрд кВт-год	%	млрд кВт-год	%	млрд кВт-год	%	млрд кВт-год	%
ТЕС	36,4	67,5	211,6	70,8	113,3	58,4	85,5	49,57	80,8	48,04
ГЕС	4,7	8,7	10,7	3,6	10,2	5,3	14,5	8,42	11,4	6,67
АЕС	12,8	23,8	76,2	25,6	70,7	36,3	72,1	42,01	77,3	45,29
Усього	53,9	100	298,5	100	194,0	100	172,1	100	169,5	100

ТЕС працює за рахунок використання трьох видів природних ресурсів: палива, води і повітря. Перше місце серед них за вартістю посідає паливо.

Конденсаційна електростанція потужністю 2,5 млн кВт спалює за рік майже 6 млн т антрацитового штибу або приблизно 12 млн т бурого вугілля. Для перевезення 6 млн т вугілля в рік треба щодоби 300 вагонів. Транспортні витрати зростають пропорційно відстані від місця видобутку до ТЕС. Для потужності електростанції 4 млн кВт транспорт високоякісного палива не вигідний уже на відстань понад 400 км, а низькокалорійного – понад 100 км. Раціональнішим є розміщення станції поблизу місця видобутку палива, а електроенергію подавати по лініях електропередач. Крім того, на охолодження відпрацьованого тепла і конденсату цієї електростанції витрачають 90 м³/с води. Площа дзеркала ставка-охолоджувача, який забезпечує подачу й охолодження такої кількості води, має бути не менше 2 500 га. Використання градирень для охолодження води знижує термічний ККД станції. Тому великі ТЕС будують у місцях, близьких до родовищ палива, де можливо створити ставок-охолоджувач або використати воду річок.

Отже, можна відзначити чітку тенденцію «осередкового» розміщення великих теплових електростанцій України: смугою від Дону до Дністра (Слов'янська, Зміївська, Придніпровська, Запорізька, Криворізька та ін.). Експлуатовані в Україні енергетичні установки й устаткування, що працюють на органічному паливі, практично вже давно виробили свій ресурс (їх експлуатують 20 і більше років), катастрофічно «старіють» і потребують заміни чи модернізації. Водночас в останні роки не очікують введення нових потужностей. У результаті погіршуються умови експлуатації теплових електростанцій, знижується ККД виробництва електричної і теплової енергії, швидко зношується устаткування, збільшується кількість викидів в атмосферу високотоксичних речовин, розширюються території, відчужені під золошлакові відходи (тільки на Зміївській ГРЕС щорічно скидають 800 тис. т золошлакових відходів і 300 т золи на добу в атмосферу).

Атомні електростанції є однією з альтернативних ланок енергетичної галузі України. На сьогодні це єдина ланка енергетики України, яка працює досить стабільно і вносить більше 45 % електроенергії в загальний енергетичний баланс. Україна має власні запаси ядерного палива, хоча проблеми його підготування також потребують часу і засобів. Отже, власний розвиток атомної енергетики – реальний шлях енергетичної незалежності.

Атомні електростанції характеризуються потужнішими енергоагрегатами і відповідно більшою загальною потужністю, ніж теплові електростанції. В Україні є п'ять АЕС: Запорізька – потужністю 6 000 МВт, Південно-Українська – 3 000 МВт, Рівненська – 1 818 МВт, Ладиженська і Хмельницька – по 1 000 МВт. Чорнобильську АЕС (1 000 МВт) зупинено 2000 р. після аварії 1986 р. Їх оснащено переважно паротурбінними блоками 1 000 МВт і реакторами ВВЕР. Їх сумарна встановлена потужність становить 24 % від загальної потужності електростанцій України. Однак саме вони виробляють майже 45 % усієї електроенергії країни.

Отже, АЕС відіграють в енергетиці України значну роль. Їх експлуатація пов'язана з цілим рядом проблем і передусім з захороенням радіоактивних відходів.

Якщо для ТЕС потужністю 4 млн кВт потрібна площа ставків-охолоджувачів 4 000 га, то для АЕС – до 6 000 га. Існують й інші способи відведення теплоти на електростанціях, наприклад, за рахунок використання проточної води річок, застосування градирень. Але перший з них на території України практично цілком вичерпано, а другий не дозволяє одержати максимальний ККД станції. До того ж тепловий потік від градирень щільніший, ніж від ставків-охолоджувачів. Питоме тепловиділення у процесі використання ставків-охолоджувачів становить близько 1 кВт на кожний квадратний метр охолоджувача. Наскільки велика ця цифра, можна оцінити на прикладі сонячного випромінювання, тепловий питомий потік якого становить 0,14 кВт/м².

Серйозний вплив електроенергетики на навколишнє середовище виявляється в регіональних змінах кліматичних умов у зв'язку з концентрацією великих об'ємів теплових викидів на порівняно малих площах. Так, теплові викиди ТЕС, що працює на органічному паливі, еквівалентні майже полуторній тепловій потужності. Станція потужністю 4 млн кВт виділяє в навколишнє середовище 6 млн кДж/с теплової енергії. АЕС має ще більші теплові викиди: при тій самій потужності в 4 млн кВт втрати становлять 9,2 млн кДж/с теплової енергії, тобто в півтора рази більше, ніж для ТЕС. Теплові потоки великих електростанцій, розміщених в Україні порівняно щільно, можуть об'єднуватися і створювати так звані «острови теплоти» з відповідними змінами мікроклімату.

Гідравлічні електростанції забезпечують не тільки виробництво та акумулювання електроенергії, але завдяки наявності водоймища дозволяють вирішувати ряд інших важливих народногосподарських завдань, пов'язаних з судноплавством, водопостачанням, зрошенням сільгоспугідь, розвитком рибного господарства і рекреацією земель.

Прикладом такого комплексного вирішення народногосподарських завдань слугує каскад ГЕС на Дніпрі. Із загальної встановленої потужності ГЕС і ГАЕС України (4,7 млн кВт) більше 3,8 млн кВт припадає на частку шести ГЕС цього каскаду: Київську – потужністю 361,2 МВт, Каневську – 444 МВт, Кременчуцьку – 625 МВт, Дніпродзержинську – 352 МВт, Дніпровську – 1 532 МВт і Каховську – 351 МВт. Поруч з Київською ГЕС споруджено ГАЕС, яка забезпечує зняття пікових навантажень переважно для Києва в ранкові і вечірні години, коли потреба в електроенергії різко зростає. Потужність Київської ГАЕС – 235,5 МВт. На р. Дністер неподалік від м. Могилів-Подільський споруджено Дністровську ГЕС потужністю 702 МВт, у Закарпатській області – Терешківську ГЕС потужністю 27 МВт.

Структуру первинних енергетичних ресурсів у виробництві електричної енергії і тепла електростанціями об'єднаної енергетичної системи України подано в табл. 1.3.

Таблиця 1.3. Структура використання енергетичних ресурсів в енергетиці України, країн Європи та СНД

Вид енергоресурсів	Одиниця виміру	1995	1996	1997	2001		
		Україна			Європа	СНД	
Вугілля	млн т	39,6	31,3	29,9			
	млн т у. п.	24,3	18,2	18,0			
	%	34,0	29,9	26,8	23	21	27
Нафта	млн т	2,4	1,7	1,3			
	млн т у. п.	3,3	2,3	1,8			
	%	4,6	3,8	2,7	18	42	40
Газ	млн т	14,4	14,3	12,8			
	млн т у. п.	16,5	16,3	14,6			
	%	23,1	26,7	21,8	43	21	23
Гідроенергія	млн т у. п.	3,4	2,4	3,6			
	%	4,8	3,9	5,4			
Ядерна енергія	млн т у. п.	23,9	21,8	29,0			
	%	33,5	35,7	43,3	16*	16*	10*
Усього	млн т у. п.	71,4	61,0	67,0			

* Для 2001 р. наведено дані використання ядерного палива та інших енергоресурсів (усіх, окрім вугілля, нафти та газу).

Як видно з табл. 1.3, до 1997 р. кількість спаленого органічного палива зменшувалася: вугілля з 24,3 до 18 млн т у. п., газу – з 23,1 до 21,8 млн т у. п. і мазуту – з 4,6 до 2,7 млн т у. п.; натомість збільшувалося використання ядерної енергії (з 33,5 до 43,3 млн т у. п.). Після 2000 р. структура використання енергоресурсів в Україні змінилася і щодо нафти та газу значно відрізняється від країн Європи та СНД.

До кінця ХХ ст. основними видами енергетичних ресурсів електростанцій України були вугілля і ядерне паливо, а основним виробником електроенергії – атомні електростанції.

Виробництво енергії в Україні багато в чому залежить від імпорту енергоресурсів. Частка власних ПЕР становить у паливно-енергетичному балансі країни не більше 50 %. Забезпеченість власним вугіллям оцінюється на рівні 92 %, нафтою – 18 %, природним газом – 22 %. Ядерне паливо (Твेलі) цілком імпортують з Росії. Є дві основні причини такої залежності: високі енергоємності виробництва валового внутрішнього продукту (ВВП) і брак реальної політики енергозаощадження в усіх галузях народного господарства. Високий рівень енергоємності ВВП України зумовлений недосконалістю структури її економіки, фізичним і моральним зносом застосовуваних технологій, браком економічних стимулів ефективного використання енергоресурсів.

За останні роки (з 1990 по 2000 р.) енергоємність ВВП збільшилася в середньому на 40 %, зокрема: паливоємність – на 35 %, електроємність – на 50 %. Пов'язано це переважно з тим, що, незважаючи на скорочення обсягів виробництва, практично не змінилася витрата енергії і палива на загальні потреби підприємств, особливо в житловій і комунально-побутовій сфері (табл. 1.4).

Таблиця 1.4. Електробаланс в Україні, млрд кВт·год

Показники електробалансу	1990	1992	1994	1996	1998	1999
Вироблено електроенергії	298,5	252,5	202,9	183,0	172,8	172,1
Одержано електроенергії з-за меж України	15,3	15,4	12,4	4,2	10,0	7,0
Спожито галузями економіки:						
промисловістю	166,0	143,7	104,5	91,2	82,7	79,9
будівництвом	4,0	2,9	2,1	1,5	1,4	1,2
сільським господарством	28,5	28,8	27,0	20,4	15,7	14,9
транспортм	14,5	12,7	10,9	9,8	9,7	9,5
комунальним господарством	23,1	25,1	26,0	25,4	25,1	25,7
підприємствами й установами зв'язку, культури, охорони здоров'я, торгівлі тощо в містах і селищах міського типу	12,0	11,4	9,7	7,7	7,5	7,3
Втрати в мережах загального користування	21,9	22,8	21,7	25,0	30,0	30,2
Відпущено електроенергії за межі України	43,8	20,5	13,4	6,2	10,7	10,4

Водночас природно-кліматичні умови України дають можливість досить ефективно використовувати нетрадиційні первинні джерела енергії: метан вугільних родовищ, біогаз побіжних відходів, енергію вітру, сонячну і геотермальну енергію.

Вирішити проблему задоволення потреби України в паливі заплановано за рахунок скорочення використання природного газу і збільшення частки твердого палива у виробництві електричної і теплової енергії. Це дозволить знизити залежність економіки України від дорогого імпортного газу. Однак перерозподіл видів ПЕР у бік кам'яного вугілля загострює і без того не просту екологічну обстановку, передусім у великих промислових центрах.

Галузь малої енергетики України охоплює промислові ТЕЦ (ПТЕЦ) і котельні, усе устаткування комунальної енергетики, районні котельні, промислові печі, побутові енергоустановки різної потужності, автономні теплоцентри. Для них передусім характерний низький рівень економічності, надійності і безпеки, зокрема й екологічної. Мала енергетика споживає більше 60 % усього палива ПЕК України. Об'єми споживання газоподібного, рідкого і твердого палива становлять (в умовному паливі) відповідно 49, 20 і 31 %.

В Україні нараховують більше 2,0 млн одиниць паливоспалювальних установок, які належать до малої енергетики. Значна їх частина (більше 1,5 млн) – котли тепловою потужністю до 0,1 МВт.

Особливу групу устаткування малої енергетики складають промислові ТЕЦ (243 одиниці загальною потужністю 3 100 МВт). Загальне вироблення електроенергії промисловими ТЕЦ 1995 р. становило 5,7 млн кВт·год, а теплової енергії – 43,3 млн Гкал. При цьому витрачено 11,3 млн т у. п., зокрема 7,5 млрд м³ газу, 1,7 млн т рідкого палива (переважно паливного мазуту) і 0,4 млн т вугілля. Техніко-економічні показники більшості зазначених ПТЕЦ дуже низькі, а негативний вплив на екологію дуже значний.

Найбільшими споживачами палива є також промислово-виробничі і опалювальні котельні, з яких 1 750 мають установлену одиничну невелику потужність близько 20 Гкал·год.

Отже, на потреби потужностей енергогенерувальних систем теплопостачання малої енергетики витрачають ПЕР більше, ніж на будь-яку іншу галузь народного господарства. Ефективність використання палива й екологічні показники цих систем теплопостачання не завжди відповідають сучасним вимогам науково-технічного прогресу. Є велика кількість низькоефективних котельних і автономних теплогенераторів, які спалюють найдефіцитніші види палива – газ, мазут (до 60 % від загальної

кількості палива, що споживає весь ПЕК). Середня питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії дуже висока (43,5 кг у. п./ГДж або 181,9 кг у. п./Гкал) і відповідає середньому ККД не більше 75 %. Здебільшого теплові ККД дрібних котелень та індивідуальних джерел в 1,5–2,0 рази нижчі за технічно припустимий рівень. Усі ці джерела виробництва теплоти є не тільки найбільшими споживачами ПЕР, але й джерелами забруднення навколишнього середовища, вони збільшують екологічне навантаження на міста і населені пункти.

В економічному й екологічному відношенні найдосконаліші теплоелектроцентралі і великі районні котельні. Однак їх використання економічно виправдане тільки за наявності великих централізованих споживачів. Потреба в розгалужених і дорогих теплових мережах помітно знижує ефективність ТЕЦ і масштаби їх використання.

1.5. Енергоспоживання як критерій рівня розвитку і добробуту суспільства

Енергетика і паливно-енергетичний комплекс, що реалізує її призначення, є основою існування і розвитку цивілізації. Концентруючи величезні матеріальні ресурси, переробляючи колосальні паливно-енергетичні ресурси, активно втручаючись у гідро-, літо- й атмосферне середовище, енергетика здатна змінити і вже змінює природне його становище.

Пізнаючи закони природи і створюючи потужнішу техніку, людство за масштабами свого втручання в природне середовище зрівнялося з планетарними силами. Спровоковані діяльністю людини екологічні катастрофи не поступаються за масштабами свого руйнівного потенціалу ядерній загрозі. Отже, на сучасному етапі розвитку енергетики вже недостатньо розглядати її взаємодію з навколишнім середовищем на рівні окремих локальних впливів.

Перед людством сьогодні особливо гостро стоять три важливі взаємозалежні проблеми – забезпечення харчуванням, енергією та екологічна безпека. У розв'язанні цих проблем особливе місце належить енергетиці, від розвитку якої залежить економічний стан (занепад або процвітання суспільства), а також стан навколишнього середовища. Отже, одним з основних завдань фахівців і відповідних закладів є вивчення умов утворення шкідливих викидів у процесі виробництва теплової та електричної енергії, їх впливу на навколишнє середовище, розробка методів і пристроїв їх нейтралізації. Актуальність цих проблем визначається як недосконаліми енерготехнологіями, так і високим темпом використання ПЕР.

Загальне уявлення про світове використання ПЕР за останні сто років дають дані табл. 1.5.

Таблиця 1.5. Використання енергоресурсів у світі

Показник	1900	1950	1970	1990	2000
Сумарне енерговикористання, млрд т	0,95	2,86	7,3	17,0	30,0
Населення, млрд осіб	1,62	2,5	3,6	4,6	6,0
Питомі енерговитрати (т у. п. на 1 особу на рік)	0,59	1,16	2,03	3,7	5,0

Особливо актуальні питання взаємодії енергетики і навколишнього середовища для районів і регіонів з підвищеною концентрацією населення і промислового виробництва.

Структура споживання ПЕР. Структура споживання ПЕР відображає так званий паливно-енергетичний баланс (ПЕБ), який характеризує розподіл у відсотках або в еквівалентних одиницях теплоти різних первинних енергетичних ресурсів у всіх галузях народного господарства. Порівняльне споживання ПЕР різними країнами (Україною, Великобританією і Фінляндією) наведено в табл. 1.6.

Таблиця 1.6. Порівняння структури споживання ПЕР різними країнами (1995 р.)

Держава	Розподіл ПЕР, %					
	Тверде паливо	Нафта	Газ	Ядерне паливо	Інші види	Усього (Мт н.е.*)
Україна	32	16	41	11	0	106,5
Великобританія	23	34	32	10	1	219,3
Фінляндія	36	27	10	18	9	30,8

* Мт н.е. – мегатонна (10^6 т) нафтового еквівалента (1 т н.е. = 41,86 ГДж).

Як видно з табл. 1.6, 1995 р. загальний об'єм ПЕР в Україні становив 106,5 Мт н.е. порівняно з 219,3 Мт н.е. у Великобританії і з 30,8 Мт н.е. у Фінляндії.

Споживання твердого палива, особливо вугілля, зростає в Україні і знаходиться на тому самому рівні, що й у Великобританії. Менша кількість споживаної нафти в Україні зумовлена насамперед меншою кількістю автотранспортних засобів. Споживання природного газу у Великобританії збільшилося для виробництва електроенергії у зв'язку зі зменшенням використання вугілля.

Фінська система одержання енергії, порівняно з українською, універсальніша, тому що основана на різноманітних джерелах енергії. Досить сказати, що якщо «тверде паливо» для України та Великобританії – це передусім вугілля, то для Фінляндії до 36 % твердого палива включено: вугілля – 11 %, паливо з деревини (включаючи залишки переробки лісу, деревний спирт, дрова) – 19 %, торф – 6 %, а в інші види енергоресурсів входять: 4 % – гідроресурси, 3 % – імпорт електричної енергії та біоенергія.

Майже половина сумарного кінцевого споживання енергії (СКСЕ) України припадає на промисловість, що характеризується переважанням енергоємних галузей. Цим пояснюються величезні витрати енергії переважно в металургійній промисловості. Порівняно з Великобританією, де «промисловість» і «побут та сфера послуг» споживають 66 % СКСЕ, в Україні це споживання становить 92 %. Усе це енергетичне навантаження припадає на промислові регіони і насамперед на великі промислові міста. Саме техногенне навантаження і пов'язані з ним екологічні аспекти енергопостачання й енергоспоживання багато в чому визначають екологію великих міст і промислових регіонів.

Усе споживання енергоресурсів поділяють на чотири приблизно однакові групи: промисловість, енергетика, транспорт і комунально-побутовий сектор. Кількісні співвідношення цих груп різні для різних країн. Тому для порівняння використовують розмір споживання енергоресурсів на душу населення, який нині становить приблизно 17 тис. кВт·год на людину на рік.

Розвиток енергоспоживання визначається двома тенденціями: зростанням споживання енергоресурсів на душу населення і зростанням самого населення. Зростання споживання енергоресурсів залежить від розвитку науки і техніки або стану економіки. Якщо в середині ХХ ст. населення Землі становило 1,7 млрд осіб, то в кінці воно перевищило 6,0 млрд осіб. Очікується, що до середини ХХІ ст. на Землі буде жити приблизно 10 млрд осіб.

У нинішніх кліматичних умовах і за досягнутого рівня розвитку сільськогосподарського виробництва наша Земля здатна прокормити 15–20 млрд осіб. Якщо припустити, що до кінця ХХІ ст. населення Землі становитиме 20 млрд осіб, а середнє споживання енергоресурсів на людину досягне нинішнього рівня США (130 тис. кВт·год на рік), то до 2100 р. на Землі буде споживатися ПЕР у 30 разів більше, ніж у кінці ХХ ст.

Забезпечити високі темпи використання ПЕР можна: розвідкою та організацією видобутку традиційних ПЕР і розробкою наукоємних технологій для повнішого й ефективнішого використання джерел, які раніше вважали нерентабельними, розробкою енергоощадних технологій у промисловості та опанування нетрадиційних джерел енергії.

Показниками науково-технічного розвитку суспільства і його добробуту є два основні енергетичні критерії – енергоспоживання на душу населення і енергоємність ВВП, сукупність яких адекватно характеризує стан економіки держави і добробут його населення. Зазвичай високорозвинені країни вирізняє високий рівень енергоспоживання на душу населення і низька енергоємність ВВП (рис. 1.2).

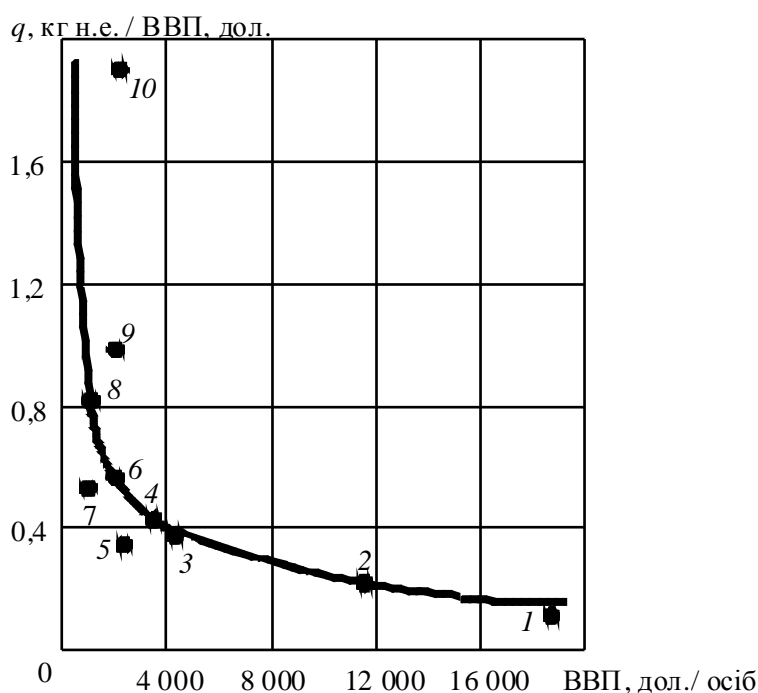


Рис. 1.2. Залежність енергоємності ВВП від його питомого показника для різних регіонів світу (1995 р.): 1 – Тихоокеанський регіон; 2 – Європейський Союз; 3 – Середній Схід; 4 – середньосвітовий показник; 5 – Латинська Америка; 6 – Середземномор'я; 7 – Африка; 8 – Азія; 9 – Центральна та Східна Європа; 10 – колишній СРСР

1.6. Енергетика і навколишнє середовище

Виробництво енергії і теплоти на базі використання традиційних ПЕР є унікальним за масштабами матеріального та енергетичного обміну з навколишнім середовищем. Споживаючи величезну кількість природних первинних ресурсів у вигляді твердого, рідкого і газоподібного палива, річна витрата якого наблизилася до 14 млрд т н.е. (питомого палива в нафтовому еквіваленті на рік), і кисню повітря – 87,5 млрд т на рік, енергетичне виробництво крім вторинної енергії видає кінцевий продукт у вигляді газоподібних і твердих продуктів згорання, а також стічної води.

Екологія й економіка природокористування ще не в змозі повною мірою оцінити збиток природному середовищу і народному господарству, завданий цими викидами.

Традиційні способи виробництва теплової й електричної енергії в котельних і ТЕС пов'язані з негативним локальним і глобальним впливом на навколишнє середовище, зумовленим:

- викидом в атмосферу таких шкідливих речовин, як оксиди сірки та азоту, монооксиди вуглецю, тверді частинки золи, канцерогенні органічні речовини, зокрема бенз(а)пірен та ін.;

- викидом величезних кількостей діоксиду вуглецю, що є основним чинником виникнення «парникового ефекту»;
- тепловим забрудненням навколишнього середовища;
- скиданням мінералізованих і нагрітих вод;
- споживанням у великих об'ємах кисню і води;
- забрудненням ландшафту;
- виникненням електромагнітних та електростатичних полів.

Під час спалювання вугілля в атмосферу виділяються зола із частинками неспаленого палива, сірчистий і сірчаний ангідриди SO_2 і SO_3 , оксиди азоту NO_2 і NO_3 , деяка кількість фтористих сполук та гідрокарбонати, а також газоподібні продукти неповного згорання. Летка зола іноді містить, крім нетоксичних складових, шкідливі домішки. Так, в золі донецьких антрацитів у незначній кількості міститься арсен, а в золі екібастузького вугілля і деяких інших родовищ – вільний діоксид кремнію, у золі сланців і вугілля Кансько-Ачинського басейну – вільний діоксид кальцію.

У процесі спалювання мазуту в атмосферне повітря з димом і газами надходять: сірчистий і сірчаний ангідриди SO_2 і SO_3 , оксиди азоту (NO і NO_2), газоподібні і тверді продукти неповного згорання палива, сполуки ванадію, солей натрію, а також речовини, які видаляють з поверхні котлів під час їх очищення.

Природний газ в екологічному плані є найчистішим видом палива. Проте і під час добре організованого спалювання природного газу утворюються шкідливі речовини: діоксид вуглецю CO_2 , оксиди азоту, у незначних кількостях оксиди сірки SO .

Незважаючи на найбільш негативний вплив продуктів згорання вугілля на навколишнє середовище, електроенергію виробляють переважно на твердому паливі. Якщо 1974 р. частка твердого палива в ПЕР становила 50 %, то до середини 90-х рр. його частка збільшилася до 60 %. Споживання нафти, навпаки, досягнувши пікового рівня 1980 р., набуло стабільної тенденції з темпом зменшення близько 2,6 % на рік. Застосування газу для генерування енергії постійно зростає.

Перевага, яку віддають вугіллю у виробництві теплової та електричної енергії, зумовлена тим, що світові розвідані запаси кам'яного вугілля становлять 87 % від усіх викопних джерел енергії на планеті. Загальні світові запаси кам'яного вугілля, включаючи прогнозовані родовища, мають енергетичний потенціал, що в 25 разів перевищує нафтовий. Якщо припустити, що людство відмовиться від усіх інших джерел енергії і буде використовувати тільки кам'яне вугілля, то з урахуванням щорічного зростання споживання енергії його вистачить приблизно на 200 років. Однак негативні екологічні наслідки при цьому неминучі. Крім того, щоб успішно спалювати різні види палива в топках котельних агрегатів, треба впроваджувати цілком нові технології.

Роль енергетичних ресурсів у життєдіяльності суспільства особливо виразно було продемонстровано під час енергетичної кризи 1973–1974 рр. Ці роки стали справжньою революцією в підходах до енергоспоживання в індустріальних країнах, які зуміли, практично не збільшуючи споживання енергоресурсів, нарощувати ВВП. Корінної перебудови зазнала економіка як у структурному, так і технологічному відношенні. Енергоємність ВВП стала одним з найважливіших і визначальних показників макроекономічного і науково-технічного стану економіки.

Рівень розвитку ПЕК значною мірою визначає темпи зростання і технічний рівень виробництва, стан економіки і добробут суспільства загалом.

Еволюція не терпить застою. Розвиток цивілізації неможливо уявити без зростання споживання енергії та енергоресурсів. І все ж тут можливі підходи як загального (глобального), так і місцевого (локального) плану. У глобальному плані – це регулювання виробництва енергії і зростання споживання енергоресурсів на державному і міжнародному рівні; перехід на нові, екологічно чисті й енергоощадні технології виробництва енергії; перегляд ставлення до процесу енергоспоживання, до визнаних людських цінностей, укладу життя як окремої людини, так і людства загалом. Реалізація зазначених процесів потребує розробки довгострокових державних програм, розрахованих на багато десятків років. Паралельно з визначеним вище, щоб знизити вплив енергетики на біосферу, треба розглядати такі заходи, які вже сьогодні можуть дати істотну віддачу. Так, знизити викиди шкідливих речовин енергетичними об'єктами можна подальшим заміщенням мазуту природним газом, удосконаленням пальникових пристроїв, організацією багатоступеневого спалювання палива, застосуванням прогресивних способів очищення палива від сірки, підвищення ефективності виробництва теплової та електричної енергії, дотриманням спеціальних режимів спалювання палива, застосуванням сучасних технологій очищення димових газів від SO_x та NO_x та іншими заходами, включаючи створення і впровадження тарифної і цінової політики, що стимулює розробку і впровадження екологічно чистих технологій і устаткування.

Велику роль у згладжуванні енергетичної проблеми і підвищенні життєвого добробуту населення відіграє енергозбереження – один з пріоритетних напрямів сучасної енергетичної політики. Так, економія 1 т вугілля зменшує викиди золи на 250 кг, оксидів сірки – приблизно на 2 кг, оксидів азоту – на 3 кг, оксиду вуглецю – на 10 кг; економія 1 т мазуту скорочує викиди сірчистого ангідриду на 40 кг, оксиду вуглецю – на 12 кг; економія 1 000 м³ природного газу зменшує викиди оксиду азоту на 2,5 кг, оксиду вуглецю – на 8 кг. У результаті підвищення ефективності використання ПЕР за рахунок термодинамічних факторів можливе істотне зниження питомої витрати палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії, що підвищує екологічну безпеку енергетичних об'єктів. Ще актуальнішим є розвиток і використання відновлюваних джерел енергії. Останнє особливо важ-

ливо в контексті заходів, вжитих міжнародним співтовариством щодо зниження дії «парникового ефекту», і виконання інших зобов'язань, пов'язаних із можливою зміною клімату Землі.

Контрольні питання

1. Етапи освоєння енергії людством.
2. Характеристика основних систем енергетичної галузі для виробництва електроенергії.
3. Основні поняття для енергетики, енергопостачання, паливно-енергетичного комплексу.
4. Основні складові паливно-енергетичного комплексу.
5. Види паливно-енергетичних ресурсів.
6. Типи електростанцій та характеристика енергопостачання і споживання як основ розвитку і добробуту суспільства.
7. Характеристика основних джерел виробництва енергії.
8. Структура первинних енергетичних ресурсів України.
9. Характеристика малої енергетики країни.
10. Структура та особливості споживання ПЕР в Україні.
11. Загальна характеристика шкідливого впливу теплоенергетики на навколишнє середовище.

Розділ 2

ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНІ РЕСУРСИ

2.1. Природні ресурси

Основою функціонування енергетики як паливно-енергетичного комплексу є забезпеченість ресурсами в конкретних умовах навколишнього середовища. Тому вже з початку ХХ ст. розвиток енергетики та енергопостачання розглядають як загальну систему використання природних ресурсів.

Природні ресурси – це запаси сировини та енергії, які видобувають з біосфери, наприклад будівельні матеріали, метали, вода, викопне паливо, геотермальна енергія тощо. Природні ресурси – вихідна основа людської цивілізації як форма контрольованого існування на всіх фазах його розвитку. Розвиток технології змінює напрям, масштаби і форми їх використання, визначає появу нових ресурсів.

Природні ресурси підрозділяються на дві категорії: відновлювані, які зобов'язані своїм походженням сонячній енергії (дощова вода, енергія вітру, продукти харчування, бавовна та вовна, деревина та ін.), та невідновні, або мінеральні ресурси. Це органічне паливо (вугілля, нафта, торф), мідь, залізо, уран, золото та інші, формування яких відбувалося протягом тривалого часу (мільйонів років). Вони чітко фіксовані і практично не відновлюються. Саме мінеральні ресурси визначають шляхи розвитку цивілізації на Землі.

Мінеральні ресурси розміщені нерівномірно, більшість енергетичних ресурсів (нафта, газ, уран та ін.) обмежені, тому неможливо зберегти стабільні темпи їх розробки та використання.

Мінеральні ресурси поділяють на дві категорії: до першої належать ресурси, що видобувають у поточний період часу та називають видобувними запасами, до другої – потенційні ресурси, що за відповідних умов у майбутньому можуть бути використані.

2.2. Викопне органічне паливо

Д. І. Менделєєв визначив паливо як «горючу речовину, яку навмисно спалюють для одержання теплоти». Паливом у широкому розумінні називають горючу речовину, яку економічно доцільно спалювати для одержання великих кількостей теплоти. Протягом ХХ ст. основним джерелом теплоти було органічне паливо. Із другої половини ХХ ст. людство все в більших масштабах використовувало ядерне паливо.

Величезний енергетичний ресурс, який становлять усі види органічного палива, підрозділяють на три основні категорії:

- потенційні запаси викопного палива, що на сучасному етапі розвитку науки і техніки неможливо або економічно недоцільно добувати;
- доступні, які можливо, але економічно не завжди доцільно добувати;
- економічні, видобуток яких економічно виправданий і доцільний на сучасному рівні розвитку науки і техніки.

Найбільший інтерес викликають нафта і газ, запаси яких обмежені. Водночас саме їх видобуток і переробка найбільш економічно вигідні та доцільні з погляду використання робочої сили й охорони навколишнього середовища.

Залежно від характеру використання паливо підрозділяють на енергетичне, технологічне і побутове; за агрегатним станом – на тверде, рідке і газоподібне; а за способом одержання – на природне і штучне.

Основними видами органічного палива, яке використовують в енергетиці, є: тверде (вугілля і торф); рідке (мазут); газоподібне (природний газ). Торф і вугілля – продукти розкладу органічної маси рослин, які відривняються одне від одного хімічним віком (торф – наймолодший). Найдавніші родовища вугілля відомі в канадській Арктиці (~350 млн років). Найважливіший період вуглетворення в історії Землі припадає на останні 350–250 млн років. Вугленосні поклади в цей проміжок часу виявлено на всіх континентах, але найпотужніші – у Північній Америці, Європі й Азії, які протягом періоду вуглетворення знаходилися в екваторіальних і помірних широтах. Теплий клімат і достатня кількість опадів сприяли розвитку величезних масивів боліт. Вугілля формувалося і у наступні періоди, особливо в крейдовий (~ 20 млн років тому), але в жоден з них вугленагромадження не було настільки великим і інтенсивним, як у велику вугільну епоху.

Геологи вважають, що більшу частину основних вугільних родовищ уже відкрито. Світові запаси всіх видів вугілля оцінено в 8 620 млрд т, а додаткові потенційні ресурси – у 6 650 млрд т. До видобувних запасів вугілля відносять запаси, що знаходяться у шарах завтовшки не менше 0,3 м і залягають на глибині не більше 2 000 м. Запаси вугілля, що не відповідають цим вимогам, належать до потенційних ресурсів. Приблизно 43 % вугілля світу залягають у країнах СНД (колишнього СРСР), 29 % – у Північній Америці, 14,5 % – у країнах Азії, переважно в Китаї, 5,5 % – у Європі. На решту світу припадає 8 % запасів вугілля. Хоча вугілля в усьому світі не є основним видом палива, але труднощі із забезпеченням нафтою і газом ведуть до того, що в найближчі десятиліття вугілля стане панівним паливом на планеті. При цьому протягом тривалого часу підземний видобуток буде, очевидно, залишатися переважною формою розробки вугільних родовищ.

У країнах СНД вугілля підрозділяють на буре, кам'яне та антрацит. Значна роль у забезпеченні ПЕК паливом належить нафті і природному газу. Енергетичний еквівалент оцінених потенційних ресурсів (за даними Всесвітньої енергетичної конференції) становить: нафти – $(1,5 \cdot 10^{22})$ Дж, газу – $(1,1 \cdot 10^{22})$ Дж.

Ресурси нафти і газу так само, як і вугілля, розміщені на земній кулі дуже нерівномірно. Регіони, що нині є головними виробниками нафти і газу, мають найбільший потенціал і для нових відкриттів. Якщо споживання зростатиме нинішніми темпами, усі ресурси нафти і газу можуть вичерпатися через кілька десятиліть.

Людство цікавлять дві проблеми, які безпосередньо пов'язані з теплоенергетикою: на який термін вистачить ПЕР і де дозволена грань забруднення атмосфери?

Нині світове використання енергоресурсів протягом року еквівалентно 30 млрд т у. п., енергоемність яких еквівалентна ~ 900 ЕДж.

Якщо виходити з цієї цифри і світових запасів енергоресурсів (табл. 2.1), то тільки органічного палива людству вистачить на 500 років.

Таблиця 2.1. Світові енергоресурси

Джерела енергії	Ресурси, ЕДж*
Невідновлювані: ядерна енергія	$1,97 \cdot 10^6$
хімічна енергія органічного палива	$5,21 \cdot 10^5$
Невичерпні: термоядерна енергія синтезу	$3,6 \cdot 10^9$
геотермальна енергія	$2,9 \cdot 10^6$
Відновлювані: сонячна енергія, що досягає земної поверхні і перетворюється на теплову	$2,4 \cdot 10^6$
енергія морських припливів	$2,5 \cdot 10^5$
енергія вітру	$6,1 \cdot 10^3$
енергія рік	$1,2 \cdot 10^2$
біоенергія лісів	$1,5 \cdot 10^3$

*ЕДж – ексаджоуль (10^{18} Дж).

Сучасна технологія дозволяє добувати далеко не всі об'єми ПЕР. Не всі країни мають оптимальне співвідношення між рівнем видобутку ПЕР та їх використанням.

Як видно з табл. 2.1, перспективним є використання альтернативних (відновних і невичерпних) джерел ПЕР. Однак сучасна енерготехнологія ще далека від їх масового застосування. На жаль, людство далеко ще і від вирішення проблем використання термоядерної енергії, загальні запаси якої просто фантастичні – $3,6 \cdot 10^9$ ЕДж (із нинішнім рівнем енерговитрат їх вистачить на 10 млн років!).

Щодо України, то видобуток ПЕР сьогодні знаходиться у важкому стані, незважаючи на те, що тільки розвідані запаси вугілля тут становлять ~47 млрд т. Однак технологія видобутку вугілля не відповідає геологічним особливостям родовищ. Майже 80 % устаткування ПЕК фізично і морально застаріло, рівень витрат енергоресурсів вищий за рівень їх виробництва. Спостерігається значний дефіцит усіх видів ПЕР, що наочно демонструють дані табл. 2.2.

Таблиця 2.2. Енергоресурси України: річний видобуток і потреба

Вид палива	Обсяги		Частка забезпечення власними ПЕР, %
	використання	виробництва	
Природний газ	112 млрд м ³	22 млрд м ³	20
Нафта	32 млн т	4,2 млн т	13
Вугілля	100 млн т	80 млн т	80
Ядерне паливо	Твели виробляє Росія		0

2.3. Склад і характеристики органічного палива

Тверде та рідке паливо, що безпосередньо подають до енерготехнологічних установок для його наступного спалювання, називають *робочим*. До його складу входять: волога W^p , мінеральні домішки, що утворюють золу A^p , вуглець C^p , водень H^p , сірку S^p , азот N^p , а також кисень O^p . Названі елементи утворюють у самому паливі складні сполуки у вигляді тривимірних природних сополімерів. У країнах СНД визначають так званий елементарний склад палива відповідно до співвідношення: $W^p + A^p + C^p + H^p + S^p + N^p + O^p = 100\%$, де індекс «р» означає *робочу масу* відповідного елемента палива у відсотках. Волога W^p та зола A^p становлять *зовнішній баласт* палива, а азот N^p та кисень O^p – його *внутрішній баласт*.

Наявність баласту, особливо зовнішнього, знижує енергетичну цінність палива.

Уміст вологи та золи в паливі залежить від його виду (табл. 2.3).

Таблиця 2.3. Основні характеристики палива, що видобувають в Україні

Види палива	Основні характеристики				
	Вихід летких V_d^r , %	Уміст сірки S^p , %	Вологість W^p , %	Зольність A^p , %	Теплота згорання Q_n^p , МДж/кг
Торф	≥70	0,1–0,2	30–50	5–23	10,5–14,6
Буре вугілля	≥40	0–8	30–40	15–30	10,0–17,0
Кам'яне вугілля	9–50	0–8	5–17	18–30	24,0–29,0
Антрацити	2–9	0–8	5–10	<5	~26,0
Напівантрацити	5–9	0–8	<5	<5	28–30

Найсухішими є напівантрацити ($W^p < 5\%$), антрацити ($5\% < W^p < 10\%$) та кам'яне вугілля ($5\% < W^p < 17\%$). Буре вугілля, торф (а також деревина) мають найбільшу вологість (до 40 % та більше).

Найменший уміст золи в антрациті та напівантрациті ($A^p < 5\%$), в окремих видах торфу, а також в деревині. У бурому та кам'яному вугіллі вміст золи може сягати 30 % від робочої маси палива та більше.

Уміст кисню в паливі змінюється від 1–2 % (мазут та антрацит) до 15 % (буре вугілля) – 40 % (деревина).

Уміст азоту в твердому паливі не перевищує 1–2 %.

Тепловий ефект або теплота згорання органічного палива залежить від співвідношення між баластом та горючою масою. *Горючою масою* палива називають ту його частину, яка не має фізичної вологи W^p та золи A^p . Склад горючої маси палива визначається співвідношенням: $C^g + H^g + S^g + N^g + O^g = 100\%$. Крім внутрішнього баласту N^g та O^g до складу горючої маси входить вуглець C^g , водень H^g та сірка S^g .

Основна складова – вуглець: чим вищий його вміст, тим більше теплоти виділяється під час згорання палива. Зі збільшенням віку палива вміст вуглецю зростає, водню – зменшується.

Якщо вуглець згорає повністю, то утворюється діоксид вуглецю CO_2 і виділяється 32,8 МДж теплоти на 1 кг вуглецю. Якщо процес горіння погано організовано (наприклад, недостає кисню), то продуктом згорання є токсичний оксид вуглецю CO і виділяється всього 9,2 МДж теплоти на 1 кг вуглецю. Уміст вуглецю у твердому паливі – 25–93 % на робочу масу, у мазуті – 83–88 %.

Важливою горючою складовою палива є водень, уміст якого коливається у твердому паливі від 2 до 5 % , у рідкому – від 10 до 15 %. Кількість теплоти, що виділяється під час згорання (окиснювання) водню, становить 120,8 МДж на 1 кг водню.

Третій горючий елемент – сірка: органічна (у сполуках з воднем, вуглецем, азотом і киснем) – S_{op} , колчеданна (у сполуках із залізом) – $S_{кол}$, сульфатна (у вигляді солей сірчаної кислоти $CaSO_4$, $MgSO_4$, $FeSO_4$ та ін.) – S_c .

Властивості твердого палива як горючого матеріалу визначаються його складовими в сухому беззолному стані: $A^c + C^c + H^c + S^c + N^c + O^c = 100\%$.

До *сухої маси* палива входить *органічна* та *колчеданна сірка* ($S^c = S_{op}^c + S_{кол}^c$).

Якщо колчеданна маса сірки дорівнює нулеві ($S_{кол}^c = 0$), то суху масу палива називають *органічною*.

Сульфатна сірка не є горючою складовою і входить до складу *мінеральних* негорючих домішок.

Уміст горючої сірки: у твердому паливі від 0 до 9 % , у мазуті від 0,5 до 4 % . У процесі повного згорання 1 кг сірки виділяється 9,2 МДж теплоти. При цьому утворюється токсичний сірчистий ангідрид SO_2 і (у не-

великих кількостях) ще токсичніший сірчаний ангідрид SO_3 . Їх викиди з продуктами згорання забруднюють повітряний басейн, а в сполученні з водою (водяними парами) є причиною кислотних дощів через утворення відповідних кислот – H_2SO_3 і H_2SO_4 .

Уміст азоту в сухому беззольному стані твердого палива зазвичай становить 1–2 % від маси загальної. Незважаючи на малу кількість, азот – дуже шкідливий компонент, оскільки, згораючи у високотемпературних топках, азотовмісні сполуки утворюють сильнотоксичні паливні оксиди азоту NO та NO_2 (при температурі понад $1200\text{ }^\circ\text{C}$ вони утворюються також з атмосферного азоту).

Зовнішнім баластом палива є вологість W і азот N . Фізична вологість твердого палива в робочому стані може перевищувати 50 %. Від неї залежить економічна доцільність використання цього паливного матеріалу і можливість його спалювання (наприклад, для перетворення одного кілограма води, узяті при температурі $0\text{ }^\circ\text{C}$, на водяну пару кімнатної температури потрібно 2,5 МДж теплоти).

Мінеральні домішки, що є в паливі, згораючи, перетворюються на золу та шлак. Відповідно до стандартних норм золу слід вловлювати, транспортувати у відвали або (що доцільніше) утилізувати і використовувати в народному господарстві.

Важливою характеристикою органічного палива є вихід летких речовин (для твердого палива).

Вихід летких речовин $V_{\text{л}}^{\text{r}}$ у відсотках до сухого беззольного стану визначають, нагрівши 1 кг палива в закритому тиглі без доступу повітря при температурі $850 \pm 10\text{ }^\circ\text{C}$ протягом 7 хв, у результаті чого утворюються гази, водяні пари і коксовий залишок. Чим більший вихід летких речовин, тобто чим більше сухої беззольної маси перетворюється у процесі нагрівання на горючий газ, тим простіше запалити це паливо і легше підтримати процес горіння. Органічна частина деревини і горючих сланців у процесі нагрівання майже цілком переходить у леткі речовини ($V_{\text{л}}^{\text{r}} = 70\text{--}85\text{ \%}$), у той час як в антрацитах $V_{\text{л}}^{\text{r}} = 3\text{--}6\text{ \%}$ (див. табл. 2.3).

Визначаючи склад твердого і рідкого палива, використовують загальний підхід. Однак якщо для рідкого палива враховують лише органічну сірку (наприклад, що входить до складу метилмеркаптану CH_3S), то в складі твердого палива враховують як *органічну* $S_{\text{ор}}$, так і *колчеданну* сірку $S_{\text{кол}}$. Остання може входити до складу різних сполук: магнітного колчедану Fe , мідного колчедану CuFeS_2 та ін.

Відомо технології попереднього очищення твердого палива від колчеданної сірки, що дозволяє вирішувати проблеми безпеки на стадії підготовки палива до спалювання.

Елементарний склад твердого палива значною мірою залежить від родовища, марки та інших показників. Приблизний склад деякого твердого енергетичного палива наведено у табл. 2.4.

Таблиця 2.4. Елементарний склад твердого енергетичного палива

Басейн	Мар-ка	Склад робочої маси, %								$V_{л}^r$, %
		W^p	A^p	$S_{кол}^p$	$S_{ор}$	C^p	H^p	N^p	O^p	
Донецький	Д	13,0	24,4	1,8	1,3	47,0	3,4	1,0	8,1	45,0
	Г	10,0	25,2	2,1	1,1	51,2	3,6	0,9	5,9	40,0
	ОС	5,0	23,8	2,1	0,7	61,9	3,2	1,1	2,2	19,0
	Т	6,0	25,4	1,6	0,8	61,1	2,9	1,0	1,2	12,0
Львівсько-Волинський	Г	10,0	22,5	2,1	0,9	53,3	3,5	1,0	6,7	39,0
	ГЖ	8,0	32,5	2,1	0,7	48,7	3,3	0,7	4,3	36,0
Підмосковний	Б2	32,0	28,6	1,7	1,0	26,0	2,1	0,4	8,2	48,0
Кузнецький	Д	12,0	13,2	0,4	0,4	58,6	4,2	1,9	9,7	42,0
	Г	8,0	14,3	0,5	0,5	63,3	4,4	2,1	7,4	40,5
	ОС	6,0	14,1	0,6	0,6	72,5	3,4	1,7	1,7	14,5

Кам'яне вугілля підрозділяють на такі марки (позначення зазначено в дужках): довгополумене, газове, спільне спікливе, газове масне, масне, коксівне, пісне, слабоспікливе.

Зміна елементарного складу, у свою чергу, визначає вибір технології спалювання палива, його енергетичні показники й екологічні характеристики топкового процесу.

Щоб систематизувати енергетичне паливо за складом і його енергетичними і фізичними характеристиками, застосовують різні системи класифікації. Так, відповідно до міжнародної класифікації передбачено розподіл вугілля на класи, групи і підгрупи залежно від складу. Класи розрізняють за виходом летких речовин на горючу масу, а якщо їх більше 33 %, то за теплою згорання вологого беззольного палива. Усього встановлено 11 класів. Кожний клас поділяють на чотири групи залежно від спікливості. Кожну групу – на сім підгруп за коксівністю. Така класифікація передбачає використання визначальної сітки з 308 позицій, що ускладнює її використання. Тому окремі країни використовують свої системи класифікації твердого енергетичного палива. Так, у США вугілля підрозділяють на чотири основні класи – антрацит, бітумінозне, суббітумінозне і лігніти, які, у свою чергу, підрозділяють на різні групи.

В Україні для класифікації вугілля використовують систему, спільну для всіх країн СНД. Відповідно до цієї системи вугілля поділяють на три основні види: *буре, кам'яне, антрацит*.

Буре вугілля характеризується тим, що вища температура згорання вологої беззольної маси становить менше 24 МДж/кг. Залежно від умісту вологи буре вугілля поділяють на три групи: Б1 – уміст вологи більше 40 %, Б2 – від 30 до 40 %, Б3 – менше 30 %.

Для кам'яного вугілля вища теплота згорання вологої беззолної маси становить більше 24 МДж/кг, а вихід летких речовин під час нагрівання – більше 9 %. Антрацит відзначається малим виходом летких речовин ($A^p < 9 \%$).

Теплота згорання – кількість теплоти, що виділяється під час повного згорання 1 кг (1 м^3) палива. Розрізняють вищу робочу Q_B^p і нижчу робочу Q_H^p теплоту згорання.

Вища теплота згорання Q_B^p – кількість теплоти, що виділяється під час повного згорання 1 кг твердого, рідкого або 1 м^3 газоподібного палива, причому водяна пара, що міститься в продуктах згорання, знаходиться у стані рідини. Нижча теплота згорання Q_H^p менша за вищу Q_B^p на кількість теплоти, витраченої на перетворення вологи в продуктах згорання з фази рідини на водяну пару.

У країнах СНД нижчу теплоту згорання твердого або рідкого палива підраховують за робочою масою палива відповідно до формули Д. І. Менделєєва у кілоджоулях на кілограм

$$Q_H^p = 339C^p + 1\,025H^p - 108,5(O^p - S^p) - 25W^p.$$

Для порівняльних розрахунків різного палива використовують поняття умовного палива.

Умовне паливо – паливо, теплота згорання якого становить 29,35 МДж/кг (7 000 ккал/кг). Дійсні витрати натурального палива у витрату умовного переводять множенням витрати цього палива на його еквівалент $E = Q_H^p / 29,35$ за формулою

$$B^y / B = Q_H^p / 29,35.$$

Максимальна нижча теплота згорання твердого палива доходить до $Q_H^p = 28$ МДж/кг, мінімальна становить 10 МДж/кг і нижче (залежно від умісту баласту). Теплота згорання безводних мазутів становить $Q_H^p = 39 \dots 41,5$ МДж/кг.

Штучне рідке паливо отримують, переробляючи нафту. Сиру нафту нагрівають до $300 \dots 370$ °С, після чого отримані пари розділяють на фракції, що конденсуються при різній температурі t_k : зріджений газ (вихід до 1 %), бензинову (до 15 %, $t_k = 30 \dots 180$ °С), газову (до 17 %, $t_k = 120 \dots 135$ °С), дизельну (близько 18 %, $t_k = 180 \dots 350$ °С). Рідкий залишок з температурою початку кипіння $330 \dots 350$ °С називають мазутом. Зазначені фракції та залишки у вигляді смол слугують вихідною сировиною для одержання бітуму, гудрону, мастильних матеріалів і (у разі глибокої переробки) палива для двигунів внутрішнього згорання і газотурбінних установок.

Рідке та тверде вуглеводневе паливо являє собою складні композиції різних елементів. Тому у розрахунках, пов'язаних із спалюванням цього палива, до уваги беруть його елементарний склад у вигляді суми окремих елементів (табл. 2.3–2.5).

Таблиця 2.5. Характеристика елементарного складу енергетичного рідкого палива

Вид палива	Елементарний склад на горючу масу, %				Зольність, %	Вологість, %
	C ^r	H ^r	O ^r + N ^r	S ^r	A ^p	W ^p
Малосірчистий мазут	87,8	10,7	0,8	0,7	0–0,2	0–9
Високосірчистий мазут	84,0	11,5	0,5	4,0	0,3	0–9

Дотепер мазут залишається основним рідким енергетичним паливом. Він являє собою складну суміш вуглеводнів, до складу яких входять вуглець (C^p = 84–88 %) і водень (H^p = 10–12 %). Це забезпечує високу теплоту згорання мазуту (Q_н^p = 40...41 МДж/кг). Баласт мазуту невисокий: A^p = 0,2–0,3 %; W^p = 0,1–1 %. До складу мінеральних домішок A^p входять сполуки ванадію, нікелю, заліза та інших металів. Одним з основних показників мазуту є в'язкість (зумовлює можливість його розпилювання залежно від температури) і сірчистість (визначається вмістом сірки: малосірчисті (S^r < 0,5 %), середньосірчисті (S^r < 2 %) і високосірчисті (S^r > 3,5 %). Мазути можуть містити сірки до 4,3 %, що різко ускладнює захист навколишнього середовища, а також устаткування – через кислотну корозію газоходів та обладнання.

Найпоширенішим газоподібним паливом є природний газ, основним компонентом якого (85–98 %) є метан CH₄. До складу природного газу також входять такі горючі складові: важкі вуглеводні C_nH_m, водень H₂, сірководень H₂S монооксид вуглецю CO баластні гази: CO₂, N₂, SO₂, H₂O та кисень O₂. Теплота згорання природного газу – 31,0...37,9 МДж/кг. Природний газ очищують від сірчистих сполук, але частина їх (переважно сірководень) може залишатися.

У процесі видобутку нафти виділяється так званий попутний газ, що містить менше метану, ніж природний, але більше вищих вуглеводнів і тому виділяє під час згорання більше теплоти. Нині актуальною є проблема його повного використання в енергетиці і промисловості.

У промисловості й особливо в побуті широко застосовують зріджений газ, отриманий у результаті первинної переробки нафти і супутніх нафтових газів: технічний пропан (не менше 93 % C₄H₈ та невелика кількість етану + (C₃H₆)), технічний бутан (не менше 93 % C₄H₁₀ та невелика кількість пропану + (C₄H₈)) та їх суміші.

На металургійних заводах у вигляді супутніх продуктів одержують коксовий і доменний гази, які застосовують для технологічних апаратів опалення печей. Іноді (після очищення від сірчистих сполук) коксовий газ

використовують для побутового газопостачання. Однак через великий уміст CO (5–10 %) він значно токсичніший від природного газу. Надлишки доменних газів найчастіше спалюють у топках заводських електростанцій.

У районах вугільних шахт своєрідним «паливом» може слугувати метан, що виділяється з шахтних горизонтів під час їх вентиляції. Однак при цьому треба мати на увазі, що концентрація метану в суміші з повітрям в діапазоні 5–15 % є вибухонебезпечною.

В останні роки в Україні знову відродився інтерес до газів, що утворюються газифікацією твердого палива.

У всьому світі все більше застосовують так званий *біогаз* – продукт анаеробної ферментації (зброжування) органічних відходів (гною, рослинних залишків, сміття, стічних вод тощо). Конструкція невеликого ферментатора гранично проста: тепло- і гідрозольована яма з гідрозатвором, заповнена розрідженою сировиною (вологість 88–94 %) із плаваючим у ній дзвоном-акумулятором для виведення газу. З 1 м³ об'єму при температурі 30..40 °С можна одержати близько 1 м³ газу, що складається переважно з метану і діоксиду вуглецю з невеликими домішками сірководню, азоту і водню. Рідкі відходи, що утворюються в процесі ферментації, використовують як високоякісні добрива, що містять удвічі більше зв'язаного азоту, ніж вихідна сировина.

Анаеробне зброжування відходів великих тваринницьких комплексів дозволяє вирішувати надзвичайно гостру проблему забруднення навколишнього середовища рідкими відходами перетворенням їх на біогаз і високоякісні добрива.

2.4. Нетрадиційні і відновлювані енергоресурси

Характер взаємодії між людством і природою визначається насамперед людиною, так званим антропогенним впливом на навколишнє середовище. Існуючі моделі розвитку суспільства визначають прямо пропорційну залежність між науково-технічним прогресом (символом економічного стану) і споживанням енергії на душу населення. У країнах Західної Європи воно становить більше трьох умовних тонн вугілля на рік (близько 100 ГДж), у США і Канаді цей показник утричі вищий (300 ГДж). Але у більшості країн Африки цей показник у 30–40 разів нижчий.

Проблему використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) у різних галузях народного господарства почали розв'язуватися з другої половини ХХ ст. До цього спонукали кризові ситуації: світова енергетична криза 1973 р. і Чорнобильська катастрофа 1986 р., що змусили більшість країн переглянути свою енергетичну політику щодо темпів і перспектив практичного застосування НВДЕ.

Інтерес у всьому світі до НВДЕ зумовлений двома негативними тенденціями розвитку традиційної енергетики: швидким виснаженням природних ПЕР і забрудненням навколишнього середовища. За даними ООН, уже до середини ХХІ ст. можливе виснаження основних видів викопного палива – вугілля і урану (U^{238}).

Особливу роль у виникненні ПЕР на Землі відіграє Сонце. Сонячна енергія протягом мільйонів років була рушійною силою виникнення родовищ нафти, газу та твердого палива.

Одним з основних напрямів нетрадиційної енергетики є використання енергії Сонця прямими і непрямими методами. Прямі методи використання сонячної енергії ґрунтуються на перетворенні променистої енергії Сонця на електричну і теплову, непрямі – дозволяють використовувати кінетичну і потенційну енергію, що виникає внаслідок сонячного випромінювання з біосфери.

Це енергія вітру, біомаси (органічні відходи в господарській діяльності людини, енергетичні плантації), океанів і морів (наприклад, енергія припливів і відпливів, температурного градієнта великих товщ води), гідроенергія (великих та малих річок, що виступають як гідроаккумулятивні системи).

Сумарний потенційний внесок усіх НВДЕ у світовий енергетичний баланс уже до кінця 2000 р. становив майже 10 %. Об'єм використання окремих видів НВДЕ розподіляється так (млн т у. п.): сонячна енергія (на гаряче водопостачання й опалення) – 36; геотермальна енергія – 29; енергія вітру – 7; енергія біомаси – 7; інші види енергії – 7 (усього – 86 млн т у. п.).

Світова енергетична криза 70-х рр. і усвідомлення наслідків Чорнобильської катастрофи зробили свою справу: світове співтовариство шукає «нову енергію», насамперед у напрямі використання НВДЕ (табл. 2.6).

Таблиця 2.6. Виробництво теплової та електричної енергії в країнах ЄС на базі нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії

Тип НВДЕ	Виробництво енергії, млн т н.е.		Загальні капітальні витрати у 1997–2000 рр., млрд доларів	Зниження викидів CO ₂ до 2010 р., млн т/рік
	1995	2010		
Вітроенергетика	0,350	6,90	34,56	72,0
Гідроенергетика	26,400	30,55	17,16	48,0
Фотоелектрична енергетика	0,002	0,26	10,80	3,0
Біомаса	44,800	135,00	100,80	255,0
Геотермальна енергетика	2,500	5,20	6,00	5,0
Сонячні теплові колектори	0,260	4,00	28,80	19,0
Усього	74,300	182,00	198,12	402,0

Примітка. Теплота згорання 1 т нафтового еквівалента (1 т н.е.) – $Q_n^p = 41,86$ ГДж

Потреба і можливість розвитку в Україні цього напрямку зумовлені такими причинами:

- дефіцитом традиційних для України ПЕР;
- дисбалансом у розвитку енергетичного комплексу України, орієнтованого, по-перше, на централізоване електро- і теплопостачання та, по-друге, на значне (понад 40 %) виробництво енергії на АЕС у той час, як немає власного виробництва ядерного палива, технологій утилізації і переробки відходів АЕС, а також виробництв для модернізації устаткування діючих АЕС;
- наявністю науково-технічної і промислової бази, придатної для виробництва практично усіх видів устаткування нетрадиційної енергетики;
- сприятливими клімато-метеорологічними умовами для використання основних видів НВДЕ.

Виходячи з географічних, науково-економічних та екологічних факторів для України доцільно розглядати використання таких НВДЕ, як енергія Сонця, вітру, біомаси, малих рік, геотермальна енергія, ресурси яких подано в табл. 2.7.

Таблиця 2.7. Ресурси відновлюваних джерел енергії України

Джерело енергії	Теоретичний потенціал	Використання на початку XXI ст.		Технічний потенціал	
	МВт·год на рік	МВт·год на рік	т у. п.	МВт·год на рік	т у. п.
Геліоресурси	$720 \cdot 10^9$	$81 \cdot 10^3$	$10 \cdot 10^3$	$0,13 \cdot 10^9$	$0,16 \cdot 10^9$
Вітроенергетика	$965 \cdot 10^9$	$0,8 \cdot 10^3$	$0,096 \cdot 10^3$	$0,36 \cdot 10^9$	$40 \dots 70 \cdot 10^9$
Геотермальна енергетика	$5128 \cdot 10^9$	$0,4 \cdot 10^3$	$0,049 \cdot 10^3$	$14 \cdot 10^9$	$1,7 \cdot 10^9$
Біоенергія с.-г. відходів	$12,5 \cdot 10^6$	$0,14 \cdot 10^3$	$0,002 \cdot 10^3$	$6,1 \cdot 10^6$	$0,73 \cdot 10^6$
Гідроенергетика, зокрема:	$42,4 \cdot 10^6$	$10,2 \cdot 10^6$	$1,22 \cdot 10^6$	$21,5 \cdot 10^6$	$2,6 \cdot 10^6$
велика	$25,0 \cdot 10^6$	$9,7 \cdot 10^6$	$1,16 \cdot 10^6$	$15,1 \cdot 10^6$	$1,8 \cdot 10^6$
мала	$17,4 \cdot 10^6$	$0,5 \cdot 10^6$	$0,06 \cdot 10^6$	$6,4 \cdot 10^6$	$0,8 \cdot 10^6$

Використання відновлюваних джерел енергії дозволить знизити споживання дефіцитних для України нафтопродуктів (загальний об'єм приблизно 300 млн т у. п./рік) на 5–6 %, зокрема за рахунок використання геліоресурсів – на 1,7 %, вітроенергії – на 2,8 %; геотермальної енергії – на 0,1 %; біогазу – на 0,2 %; гідроенергії рік – на 0,9 % (великих – 0,6 %, малих – 0,3 %).

2.5. Вторинні енергетичні ресурси

2.5.1. Класифікація та напрями використання вторинних енергетичних ресурсів

Вторинні енергетичні ресурси (ВЕР) являють собою енергетичний потенціал продукції, побічних і проміжних продуктів, що утворюються в технологічних агрегатах (установках) і втрачаються в самому агрегаті, але їх можуть частково або цілком використати для енергопостачання інші споживачі. Раціональне використання ВЕР є одним з найбільших резервів економії палива, що сприяють зниженню паливо- та енергоємності промислової продукції.

Вторинні енергетичні ресурси можна використати безпосередньо без зміни виду енергоносія (для задоволення потреби в тепловій енергії і паливі) або зі зміною виду енергоносія виробленням теплової та електричної енергії, холоду або механічною роботою в утилізаційних установках.

Багато галузей народного господарства мають у своєму розпорядженні великий резерв паливних і теплових ВЕР, що посідають значне місце в їх паливно-енергетичному балансі. Найбільші теплові ВЕР зосереджені на підприємствах чорної і кольорової металургії, хімічної, нафтопереробної і нафтохімічної промисловості, промисловості будівельних матеріалів, газової промисловості, у галузі важкого машинобудування.

У цих галузях широко використовують теплоту високого, середнього і низького потенціалів. 90 % теплоти високого потенціалу (більше 623 К) витрачають: близько 33 % – на плавку, 40 % – на нагрівання і близько 20 % – на випал руд і мінеральної сировини. Велику частину теплоти високого потенціалу одержують за рахунок спалювання різних видів палива безпосередньо в технологічних установках.

Теплоту середнього (373...622 К) і низького (323...423 К) потенціалів застосовують для теплопостачання споживачів, що потребують підвищених значень температури і тиску. Понад 90 % її корисного споживання витрачають у промисловості (45 %) та житлово-комунальному секторі (48,5 %). Основними енергоносіями, що забезпечують енергією середньо- і низькотемпературні процеси, є водяна пара і гаряча вода.

Підприємства важкого, енергетичного і транспортного машинобудування України мають у своєму розпорядженні величезний потенціал ВЕР у вигляді фізичної теплоти димових газів мартенівських, нагрівальних і термічних печей, вагранок, теплоти випарного охолодження печей, теплоти відпрацьованої пари пресів і молотів. Мають вторинні відновлювані енергоресурси і підприємства інших галузей господарства.

Одне з найважливіших завдань удосконалення будь-якої галузі – виявлення резервів економічного та екологічного використання ВЕР для цілей виробництва і забезпечення потреб побутового споживання.

Поряд із збільшенням економії паливно-енергетичних ресурсів утилізація ВЕР дозволяє знизити негативний екологічний вплив енергопостачання й енергоспоживання на навколишнє середовище.

Джерелом виникнення ВЕР є технологічне обладнання та процеси (зона А, рис. 2.1), у яких одну частину підведеної енергії вигідно використовують, а другу частину умовно поділяють на три потоки: перший (основний) потік – ВЕР; другий – потік енергії, що використовують для забезпечення внутрішньоциклових процесів (регенерації, підігріву робочого тіла тощо); третій – неминучі втрати енергії в навколишнє середовище відповідно до другого закону термодинаміки.

Характерною ознакою зони А є те, що використання всіх енергоресурсів відбувається в межах самого технологічного агрегату (котла, турбіни, теплообмінника). Якщо розглядати ефективність роботи агрегату тільки в зоні А, то ВЕР у цьому разі належать до втрат і значно впливають на значення ККД установки. Тому важливим завданням для підвищення її ефективності є використання ВЕР в максимально великому обсязі.

Для зони Б (рис. 2.1) характерним є два шляхи використання ВЕР: перший – безпосередньо у нових процесах, не пов'язаних з технологічною роботою агрегатів, де виникають ВЕР (зона А); другий – використання спеціальних утилізаційних установок (УУ), де ВЕР виконують функції головного джерела підведеної енергії, і завдяки чому виробляють кінцевий продукт. Тому загальний потік ВЕР, який переходить із зони А в зону Б, поділяється на два потоки. Перший потік ВЕР можна використовувати безпосередньо в стандартних технологічних агрегатах; другий – направляють до УУ, де вже трансформованим його використовують за призначенням.

В однакових первинних умовах ефективність використання першого потоку вища. Використання УУ, у якій виникають свої втрати енергії, пов'язані з відведенням теплової енергії в навколишнє середовище та наявністю необоротності термодинамічних процесів, знижує ефективність другого потоку.

Процес використання ВЕР (першим або другим способом) у зоні Б – це утилізація, економічна доцільність якої визначається економічними розрахунками. Основним критерієм доцільності використання першого або другого потоків ВЕР є перевищення доходів над витратами для їх одержання.

Вторинні енергетичні ресурси за їх характеристиками поділяють на *паливні, теплові та підвищеного тиску*.

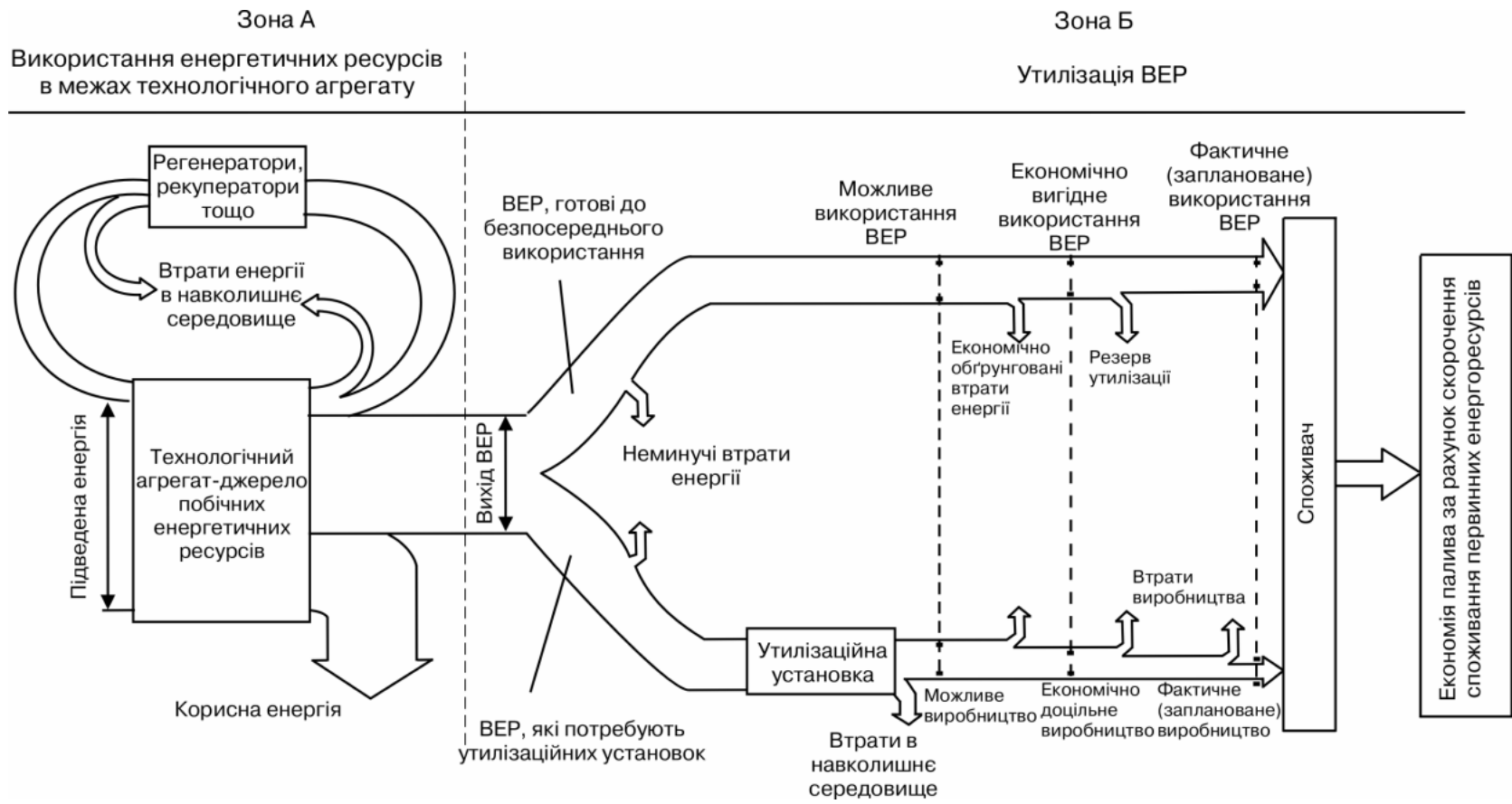


Рис. 2.1. Принципова схема використання ВЕР

Паливні ВЕР мають хімічно зв'язану енергію, їх можна використати як паливо, щоб забезпечити протікання процесів в інших технологічних агрегатах. До них належать горючі гази плавильних печей (доменний, конвертерний, колошниковий), горючі відходи процесів хімічної і термохімічної переробки вуглецевої або вуглецеводневої сировини (дерев'яна щепка, кора, тирса, стружка) та лужні розчини целюлозно-паперового виробництва.

Теплові ВЕР – це фізична теплота димових газів, основної, побічної та проміжної продукції і відходів різних виробництв.

До таких ВЕР належать водяна пара і гаряча вода, тверді, рідкі та газоподібні продукти, які побіжно виникають у технологічних установках.

ВЕР підвищеного тиску – потенційна енергія газів, що виходять з технологічних агрегатів з надлишковим тиском, який треба знижувати перед подальшим використанням або викидом їх в атмосферу. До них належать станційні колошникові гази доменних печей, відпрацьована в силових установках водяна пара, гази каталітичного крекінгу та термоконтактного коксування.

ВЕР низькопотенційної теплоти (ВЕР НПТ). До низькопотенційних теплових відходів належить фізична теплота:

- димових газів технологічних і енергетичних установок із температурою нижче 400 °С;
- води, що охолоджує елементи конструкцій технологічного устаткування;
- вентиляційних викидів;
- водяної пари вторинного скипання тощо.

ВЕР НПТ складають близько половини від сумарного виходу усіх видів ВЕР. Актуальність ефективного використання цього виду ВЕР пов'язана з потребою удосконалення технологічних процесів і скороченням втрат теплоти високого потенціалу. Утилізація ВЕР НПТ також сприяє охороні навколишнього середовища від теплового забруднення.

Носіями НПТ є корозійно-активні, забруднені, запилені рідини і гази. Для вирішення завдання ефективного використання НПТ потрібне спеціальне утилізаційне устаткування (теплові насоси, контактні теплообмінники, регенератори тощо).

Залежно від виду і параметрів вторинні енергоресурси використовують в одному з таких напрямів:

- *паливні* – як котельно-пічне паливо;
- *теплові* – в утилізаційних установках або безпосередньо споживачем, щоб забезпечити потреби в тепловій енергії (можливе також одержання штучного холоду за рахунок ВЕР в абсорбційних холодильних установках);

- *електроенергетичні* – перетворення енергоносія для одержання електричної енергії в газових або парових конденсаційних турбоагрегатах;
- *комбіновані* – для виробництва в УУ (утилізаційних ТЕЦ) за допомогою теплофікаційного циклу електричної і теплової енергії;
- *низькопотенційні* – у системах опалення, кондиціонування повітря та охолодження продукції в теплонасосних та холодильних (абсорбційних) установках.

2.5.2. Ефективність використання вторинних енергетичних ресурсів

Паливні ВЕР необхідно використовувати як паливо повністю (100 %). Об'єм використання вторинних енергетичних ресурсів, що утилізуються з перетворенням енергоносія, визначається можливим виробленням електроенергії в УУ.

Можливу кількість утилізованої теплоти для виробництва водяної пари або гарячої води в УУ за рахунок теплових ВЕР визначають за формулою

$$Q_T = G(h_1 - h_2)\beta(1 - \xi),$$

а для виробництва холоду так:

$$Q_x = Q_T \varepsilon,$$

де G – витрата енергоносія ВЕР в УУ; h_1 і h_2 – ентальпія енергоносія відповідно на вході і виході з УУ; β – коефіцієнт, що враховує невідповідність режиму і кількості годин роботи УУ та агрегату – джерела ВЕР; ξ – коефіцієнт втрат теплоти УУ в зовнішнє середовище; ε – холодильний коефіцієнт.

Можливу кількість електроенергії в утилізаційній турбіні за рахунок ВЕР у вигляді надлишкового тиску визначають за формулою

$$W = G \cdot \tau \cdot l \cdot \eta_{vi} \cdot \eta_m \cdot \eta_g,$$

де G – витрата енергоносія (рідини або газу, які мають надлишковий тиск); τ – кількість годин роботи агрегату – джерела ВЕР в розглядуваний період; l – робота ізоентропійного розширення енергоносія; η_{vi} – внутрішній відносний ККД турбіни; η_m – механічний ККД турбіни; η_g – ККД електрогенератора.

Економічна ефективність використання ВЕР визначається значенням зведених витрат на систему енергопостачання, енергетичну установку або агрегат:

$$B = C + E_n K,$$

де V – зведені витрати, грн/рік; C – річні експлуатаційні витрати (собівартість), грн/рік; E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, який для енергетичної галузі дорівнює $0,12 \text{ рік}^{-1}$; K – капіталовкладення, грн.

Економічно найефективнішим є варіант, який характеризується мінімумом зведених витрат V_{\min} . Зведені витрати для варіантів енергопостачання з утилізацією ВЕР можна визначити за співвідношенням

$$V_{\text{ут}} = C_{\text{ут}} + E_n K_{\text{ут}},$$

а для енергопостачання без утилізації ВЕР за рівнянням

$$V_{\text{б.ут}} = C_{\text{б.ут}} + E_n K_{\text{б.ут}}.$$

Економічний ефект від використання ВЕР визначається різницею в річних зведених витратах за порівнюваними варіантами:

$$\Delta V = V_{\text{б.ут min}} - V_{\text{ут min}} = C_{\text{б.ут}} - C_{\text{ут}} - E_n (K_{\text{б.ут}} - K_{\text{ут}}).$$

Використання ВЕР економічно доцільне для позитивного значення різниці ($\Delta V > 0$).

Контрольні питання

1. Загальна характеристика природних ресурсів.
2. Вископне органічне паливо та його види.
3. Характеристика енергоресурсів світу та України.
4. Загальний склад органічного палива.
5. Характеристика палива, що видобувають в Україні.
6. Загальні характеристики органічного палива.
7. Відновні джерела енергії та їх типи.
8. Класифікація вторинних енергетичних ресурсів.
9. Характеристика основних видів ВЕР.
10. Напрями використання ВЕР.
11. Енергетична та економічна ефективність використання ВЕР.

Розділ 3

ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ВИКОРИСТАННЯ ОРГАНІЧНОГО ПАЛИВА В ЕНЕРГЕТИЦІ

*Отрута, що не діє
відразу, не стає менш
небезпечною.*

М. Лессінг

3.1. Особливості використання органічного палива

У всьому світі понад 80 % теплової та електричної енергії одержують, спалюючи викопне органічне паливо і перетворюючи його хімічну енергію на електричну і теплову. Близько 80 % усіх видів забруднень біосфери зумовлено саме енергетичними процесами.

Через інтенсивне використання невідновлюваних паливно-енергетичних ресурсів планети у ХХ ст. їх запаси значно зменшилися. У структурі викопного органічного палива питома вага нафти становить майже 45 %, природного газу – 18 %, вугілля – 37 %. Загальне уявлення про світове використання енергоресурсів за останні 100 років дають дані табл. 3.1.

Таблиця 3.1. Сумарне світове енергоспоживання

Показник	1900	1950	1975	1990	2000
Сумарне енергоспоживання, млрд т у. п.	0,95	2,86	8,6	17,0	30,0
Населення, млрд осіб	1,62	2,5	3,8	4,6	6,0
Питомі енерговитрати (т у. п. на 1 особу на рік)	0,59	1,16	2,32	3,7	5,0

Нафта, природний газ і вугілля спалюють у таких кількостях, що продукти їх згорання (шкідливі й токсичні газові викиди та аерозолі) змінюють склад атмосфери, забруднюють гідросферу та літосферу. В атмосфері щорічно викидаються десятки мільярдів тонн газоподібних і паротвірних сполук, твердих частинок, склад яких визначається видом і умовами спалювання органічного палива. Це прямо стосується й енергетики України. Достатньо для цього проаналізувати загальні дані споживання основних видів органічного палива всім ПЕК України (табл. 3.2).

Таблиця 3.2. Споживання органічного палива в Україні станом на 1995 р.

Вид палива	Паливно-енергетичний комплекс	Мала енергетика	Разом
Природний газ, млрд м ³ (млн. т у. п.)	124 (142)	74 (85)	198 (227)
Нафта і нафтопродукти, млн т (млн т у. п.)	41 (56)	25 (34)	66 (90)
Вугілля, млн т (млн т у. п.)	128 (90)	77 (34)	206 (124)
Усього, млн т у. п.	286	174	460

Розрізняють повне та неповне згорання палива. У процесі повного згорання вся хімічна енергія палива переходить в теплову, немає хімічної ($q_3 = 0$) та механічної ($q_4 = 0$) неповноти згорання і в продуктах згорання, крім азоту та надлишкового кисню, знаходяться тільки оксиди горючих елементів вищих порядків (CO_2 , H_2O , SO_2). Такий склад продуктів згорання називають теоретичним.

У процесі неповного згорання ($q_3 > 0$ та $q_4 > 0$) до теоретичного складу додаються продукти неповного згорання у вигляді: CO , H_2 , CH_4 (якщо згорає природний газ); C та C_xH_y , а також CO (якщо згорає тверде та рідке паливо).

Залежно від співвідношення між кількістю палива та окисника (зазвичай – чисте повітря або повітря, забаластоване продуктами згорання) розрізняють стехіометричне та нестехіометричне горіння.

Стехіометричне горіння визначається подачею в зону горіння теоретично потрібної кількості окисника, що називають стехіометричним коефіцієнтом, і при цьому коефіцієнт надлишку повітря буде дорівнювати одиниці ($\alpha = 1,0$).

Нестехіометричне горіння може бути, якщо $\alpha > 1,0$ та $\alpha < 1,0$.

Якщо $\alpha > 1,0$, то в продуктах згорання є надлишковий кисень та оксиди горючих елементів.

Якщо $\alpha < 1,0$, то в продуктах згорання фіксують нестачу кисню і, крім оксидів вищих порядків, у продуктах згорання будуть продукти неповного згорання (здебільшого у вигляді CO , H_2 , C_xH_y), які утворюють так зване відновлюване середовище.

Основне джерело забруднення середовища в теплоенергетиці – газоподібні продукти згорання органічного палива, що викидаються через димову трубу.

Основа горіння – реакції окиснення горючих складових палива, у результаті яких вихідні речовини (паливо й окиснювач) перетворюються на компоненти (продукти згорання) з іншими фізичними і хімічними властивостями. Характерною ознакою горіння є процес, що швидко відбува-

ється, супроводжується інтенсивним виділенням теплоти, різким підвищенням температури й утворенням розжарених продуктів згорання з різним ступенем світності.

Процес горіння газоподібного палива умовно можна розділити на дві стадії: перша – утворення горючої суміші (суміші палива і повітря); друга – нагрівання, запалення і горіння горючої суміші. Складніший процес горіння рідкого палива. Початковою стадією є нагрівання, розпилювання і випаровування пального. Краплини та пара пального змішуються з повітрям, і горюча суміш випаровується, запалюється і згорає.

У процесі горіння твердого палива в топках енергетичних котлів початковою стадією є подрібнення палива та транспорт аеросуміші до пальників факельних топек.

Потрапляючи в топку, частинки твердого палива підсушуються, підігріваються. Далі при відповідній температурі леткі виходять, спалахують і вигорають, після чого вигорає коксовий залишок.

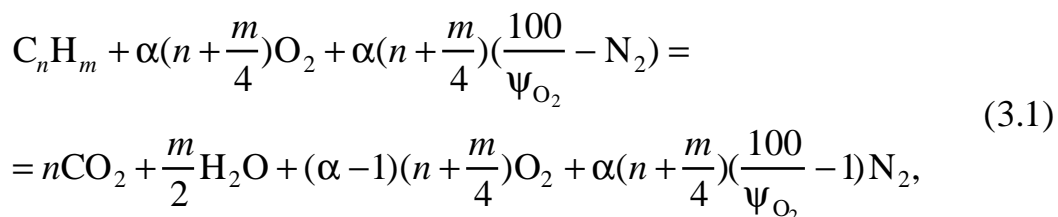
Залежно від агрегатного стану палива та окиснювача розрізняють *гомогенне* і *гетерогенне горіння*. Якщо агрегатний стан палива й окиснювача однаковий і між ними немає поверхні поділу фаз, то вони утворюють *гомогенну систему*. Якщо ж агрегатний стан палива й окиснювача різний, то вони утворюють *гетерогенну систему*.

Якщо швидкість перебігу хімічної реакції між паливом і окиснювачем значно нижча за швидкість утворення горючої суміші, то підсумкова швидкість процесу горіння лімітується лише швидкістю хімічної реакції, тобто процесами хімічної кінетики. Таке горіння називають *кінетичним*. Якщо ж швидкість підведення окиснювача до палива менша за швидкість хімічної реакції окиснювання, то сумарна швидкість горіння не залежить від швидкості реакції і лімітується лише швидкістю процесу сумішоутворення або процесом дифузії кисню до палива. Таке горіння називають *дифузійним*.

3.2. Закономірності утворення екологічно шкідливих речовин під час горіння палива

Склад продуктів згорання і кількісні співвідношення в них окремих компонентів залежать від властивостей і складу палива, а також від ступеня завершеності реакції горіння. У цьому можна переконатися на прикладі спалювання природного газу, що, як відомо, переважно складається із суми вуглеводнів C_nH_m . Крім вуглеводнів C_nH_m , у природному газі, що надходить зі скважини, міститься деяка кількість води H_2O і сірководню H_2S . Природний газ перед подачею споживачеві очищують, видаляючи з нього вологу і сірководень.

Узагальнене рівняння згорання вуглеводню з утворенням теоретичного складу продуктів згорання має вигляд:



де α – коефіцієнт надлишку повітря; n , m – кількість атомів у молекулі певного вуглеводню; Ψ_{O_2} – об'ємна частка кисню в окиснювачі, %.

У результаті згорання вуглеводнів $C_n H_m$ на одну молекулу паливної компоненти утворюється n молекул вуглекислоти CO_2 і $m/2$ молекул водяної пари H_2O . Названі компоненти належать до так званих парникових газів, збільшення концентрації яких визначає зміну умови теплової рівноваги на поверхні Землі. Крім того, у місцях великої концентрації валових викидів водяної пари можуть бути негативні наслідки, пов'язані з локальною зміною мікроклімату.

Крім продуктів повного згорання CO_2 і H_2O , азоту N_2 і надлишкової кількості кисню O_2 у димових газах можуть міститися продукти неповного згорання у вигляді оксиду вуглецю CO , що в побуті називають чадним газом, водню H_2 і незгорілих вуглеводнів $C_x H_y O_z$. Одним із токсичних продуктів неповного згорання є формальдегід $CHOH$. Останній характеризується токсичністю, що у сотні разів більша за токсичність CO .

Серед безлічі реакцій, що відбуваються в зоні горіння, є так звані проміжні реакції, у результаті яких можуть утворюватися сажа C і ароматичні дуже токсичні вуглеводні, основним представником яких є бенз(а)пірен $C_{20}H_{12}$.

Сажисті частинки потрапляють у простір у вигляді аерозолів і зі збільшенням їх концентрації негативно діють на дихальні органи людини.

Ще більшою екологічною небезпекою для навколишнього середовища є одночасний викид сажі та бенз(а)пірену. Це зумовлено тим, що, маючи високі адсорбційні властивості, частинки сажі концентрують на своїй поверхні бенз(а)пірен, сильнодіючий канцерогенний ефект якого спричиняє ракові захворювання в населення.

Серед проміжних реакцій у зоні горіння відбуваються також реакції дисоціації. Наприклад, реакція дисоціації кисню



у результаті якої з однієї молекули утвориться два атоми кисню.

Атоми кисню O характеризуються підвищеною хімічною активністю і, зіткнувшись зі зазвичай нейтральною молекулою азоту N_2 при високих

температурах, сприяють реакції утворення так званого термічного оксиду азоту NO



У результаті реакції (3.3) утвориться активний атом азоту N, що реагує з киснем з утворенням додаткового оксиду азоту і хімічно активного атомарного кисню:



У продуктах згорання утвориться відповідна кількість оксидів азоту, концентрація яких залежить від багатьох чинників і насамперед від рівня температур у зоні горіння. Тому такі оксиди азоту називають термічні. Теорію їх утворення вперше розробив Я. Б. Зельдович.

У процесі спалювання рідкого і твердого палива, як і з природного газу, утворюються компоненти продуктів повного згорання CO_2 і H_2O , що є парниковими газами, а також оксиди сірки SO_2 і частково SO_3 . Оксиди сірки також належать до парникових газів, але найбільша їх екологічна небезпека полягає у високій токсичності і здатності утворювати кислотні дощі.

Природа утворення оксидів сірки під час спалювання рідкого і твердого палива різна.

Під час спалювання рідкого палива одним із джерел утворення SO_2 є сполуки, що містять органічну сірку, наприклад метилмеркаптан – CH_3S .

Крім того, до складу макромолекули рідкого і твердого палива входить тіюфен $\text{C}_4\text{H}_4\text{S}$, що також є джерелом утворення SO_2 .

Якщо відомо елементарний склад палива, то з хімічного рівняння



видно, що у процесі спалювання 1 кг палива утвориться $2S^p$ на 100 кг діоксиду сірки (де S^p – уміст сірки в робочій масі палива, %).

До складу рідкого і твердого палива входять також азот палива N^p у вигляді сполук типу піролу $\text{C}_4\text{H}_5\text{N}$ і піридину $\text{C}_5\text{H}_5\text{N}$. Ці сполуки можуть бути додатковим джерелом утворення так званих паливних оксидів азоту NO і NO_2 .

Під час спалювання рідкого і твердого палива, порівняно з природним газом, додатково утворюються не лише оксиди сірки і паливні оксиди азоту, але й виникає проблема з утворенням золи. Це особливо актуально щодо спалювання високозольного твердого палива, зольність якого A^p може перевищувати 30 %. Спалювання твердого палива спричиняє дві екологічні проблеми:

- викиди частинок золи у вигляді аерозолу в атмосферу;
- нагромадження великої кількості твердих відходів у вигляді золошлакових відвалів поблизу джерела спалювання твердого палива.

Наявність золошлакових відвалів призводить до теплового забруднення літосфери й атмосфери, до спотворення ландшафту і забруднення

грунтових вод. Потрапляння відповідної до рівня q_4 кількості незгорілого палива подовжує окисні та інші реакції всередині відвального об'єму з утворенням «букета» токсичних газів, що забруднюють атмосферу.

Оксиди азоту NO_x і сірчистий ангідрид SO_2 – найпоширеніші токсичні сполуки, що викидаються в атмосферу під час спалювання органічного палива в котлах. Рівень викидів NO_x і SO_2 істотно залежить від виду і складу палива. Так, утворення сірчистого ангідриду SO_2 в димових газах залежить від сірчистості палива, а його валовий викид визначається співвідношенням

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02BS^p(1 - \eta'_{\text{so}_2})(1 - \eta''_{\text{so}_2}), \quad (3.6)$$

де B – витрата палива, кг/с; S^p – уміст сірки в робочій масі палива, %; η'_{so_2} – частка оксидів сірки, що зв'язується легкою золою в котлі (змінюється в діапазоні 0,02...0,8); η''_{so_2} – частка оксидів сірки, що вловлюється у вологому золовловлювачі разом з твердими частинками (залежить від лужності сірки в робочій масі палива і може змінюватися в діапазоні 0...0,8, досягаючи найвищого рівня в умовах великої лужності води та малої сірчистості палива).

Валовий викид оксидів азоту визначається співвідношенням

$$M_{\text{NO}_x} = BQ_H^p k_{\text{NO}_x}, \quad (3.7)$$

де Q_H^p – теплота згорання палива, МДж/кг; k_{NO_x} – питомий викид оксидів азоту NO і NO_2 у перерахунку на NO_2 , г/МДж.

Останній показник змінюється в діапазоні 0,12...0,25, г/МДж.

У зв'язку з високою токсичністю NO_x в енергетиці різних країн існують обмеження щодо максимальних їх концентрацій у продуктах згорання органічних палив (табл. 3.3).

Таблиця 3.3. Норми граничнодопустимих концентрацій оксидів азоту в димових газах для котлів на природному газі

Країна	Джерело викидів	Граничнодопустимі викиди			
		Рівень NO_x	Умови визначення		ГДК NO_x , якщо $\text{O}_2 = 3\%$ ($\alpha = 1,17$)
			O_2 , % об.	α	
Голландія	Котли ТЕС	200	3	1,17	200
Німеччина	Котельні установки	500	3	1,17	500
Японія	Те саме	120–200	5	1,31	130–200
США	”	210	6	1,4	250
СНД	Котли ТЕС ($D_0 > 420$ т/год):				
	1-ї категорії	390	–	–	470
	вищої категорії	350	–	–	420
	Котли ТЕС ($D_0 < 420$ т/год):				
	1-ї категорії	320	6	1,4	380
	вищої категорії	300	6	1,4	360

Виходячи з рівня питомого викиду k_{NO_2} можна перейти до визначення концентрації оксидів азоту (г/м^3) за допомогою співвідношення

$$\text{NO}_2 = k_{\text{NO}_2} Q_{\text{H}}^{\text{p}} / V^{\Gamma}, \quad (3.8)$$

де V^{Γ} – об'єм димових газів для коефіцієнта надлишку повітря α , $\text{м}^3/\text{кг}$.

Високий ступінь екологічного ризику під час спалювання органічного палива зумовлює потребу реалізувати заходи щодо охорони навколишнього середовища від шкідливих викидів. Ці заходи мають різноплановий характер і різний ступінь ефективності.

Знизити NO_x можна:

- зменшенням коефіцієнта надлишку повітря в топці котла;
- збільшенням рециркуляції димових газів;
- зменшенням одиничної потужності пальників;
- застосування стадійного (або ступеневого) горіння факела в топці котла;
- подача води або водяної пари в зону горіння.

За наявності відповідних можливостей ефективним засобом є використання екологічно чистого палива (наприклад, краще природний газ, ніж мазут і тверде паливо). Такий метод належить до групи активних методів охорони навколишнього середовища.

До пасивних методів можна віднести встановлення обмежень на граничнодопустимі концентрації, визначення мінімальнодопустимої висоти димової труби, що забезпечує дотримання норм приземних граничнодопустимих концентрацій відповідних викидів у населеній місцевості (табл. 3.4).

Таблиця 3.4. Граничнодопустимі концентрації і показники відносної небезпечності речовин

Речовина	Максимальна разова концентрація, мг/м^3	Середньодобова концентрація, мг/м^3	Відносна небезпечність
Оксид вуглецю	5	3	1
Вуглеводні (неканцерогенні)	5	1,5	2
Нетоксичний пил	0,5	0,15	20
Оксид азоту	0,4	0,06	50
Діоксид сірки	0,5	0,05	60
Сажа (кіпоть)	0,15	0,05	60
Діоксид азоту	0,085	0,04	75
Формальдегід	0,035	0,003	1000
Свинець	–	0,0003	10000
Бенз(а)пірен	–	0,000001	3000000

Ступінь екологічної небезпеки тієї чи тієї токсичної речовини для людини визначається відношенням дійсної концентрації цієї речовини до $[ГДК]_i$ у повітрі на рівні дихання людини. Це відношення $k_i = C_i/[ГДК]_i$ називають токсичною кратністю цієї i -ї речовини. Воно має бути менше одиниці. За наявності у повітрі одночасно декількох токсичних речовин у концентраціях, близьких до біологічного впливу на живий організм, отруйний вплив посилюється, тому наявність таких речовин навіть у концентраціях, близьких до $[ГДК]_i$, недопустима. У зв'язку з цим треба підсумовувати токсичні кратності таких речовин. Умову екологічної безпеки повітряного середовища визначають зі співвідношення

$$\sum_l^n k_i = \sum_l^n \frac{C_i}{[ГДК]_i} \leq 1, \quad (3.9)$$

де n – кількість токсичних інгредієнтів.

Ефект сумачії (спільної посилювальної дії) виявляють: сажа і канцерогенні вуглеводні; оксиди азоту і канцерогенні вуглеводні; діоксид азоту і формальдегід; оксиди азоту і сірки.

3.3. Характеристика шкідливих речовин у продуктах згорання палива і їх вплив на навколишнє середовище

Під забрудненням атмосфери розуміють зміну властивостей і погіршення функцій середовища в результаті викидів забруднювальних речовин (твердих, рідких і газоподібних), теплових та радіоактивних викидів і електромагнітного випромінювання, шуму, вібрацій тощо з різних джерел. *Забруднювальні речовини* – це речовини, що негативно впливають на навколишнє середовище (прямо або опосередковано в результаті фізико-хімічних перетворень в атмосфері).

Одночасна дія кількох забруднювальних речовин істотно підсилює їх негативний вплив на людину. Наприклад, імовірність онкозахворювань різко зростає, якщо в організм людини потрапляють канцерогенні речовини разом із сажистими частинками. Останні дані фахівців з комунальної гігієни свідчать, що токсична дія хімічних речовин у поєднанні з шумом і вібрацією зростає у 2,5 – 3 рази. Унаслідок хімічної взаємодії двох токсичних речовин можуть синтезуватися нові шкідливі інгредієнти, більш небезпечні для людини. При взаємодії канцерогенних вуглеводнів і оксидів азоту синтезуються сполуки, що діють на генний фонд людини. На рис. 3.1 наведено структурну схему впливу забруднювальних шкідливих речовин на навколишнє природне середовище.

Показані на схемі зв'язки на практиці реалізуються, ефект їх дії залежить від сили та інтенсивності цих зв'язків. Слабкі складові цієї системи не привертають до себе уваги, ними зазвичай не займаються. Займаються сильними діями, які проявляються значно сильніше та відволікають на себе увагу фахівців, чим затуляють її від аналізу дій слабких факторів.

У цьому приховано велику небезпеку. Ланцюги дій, які нешвидко проявляються та ведуть до необоротних наслідків, іноді довгий час не помітні. Їх можливо зафіксувати лише поглиблено або систематично досліджуючи протягом тривалого часу. Навіть нефахівці відносно легко фіксують деякі проявлення (α , β) у їх ранньому стані. Частіше за все починають фіксувати, а потім займатися прямими діями 1 (рис. 3.1). Непрямі дії 2 складніше фіксувати і реєструвати результат їх компенсації, виявляти потребу та мету природозахисних заходів, отримувати якусь віддачу від результатів їх реалізації.

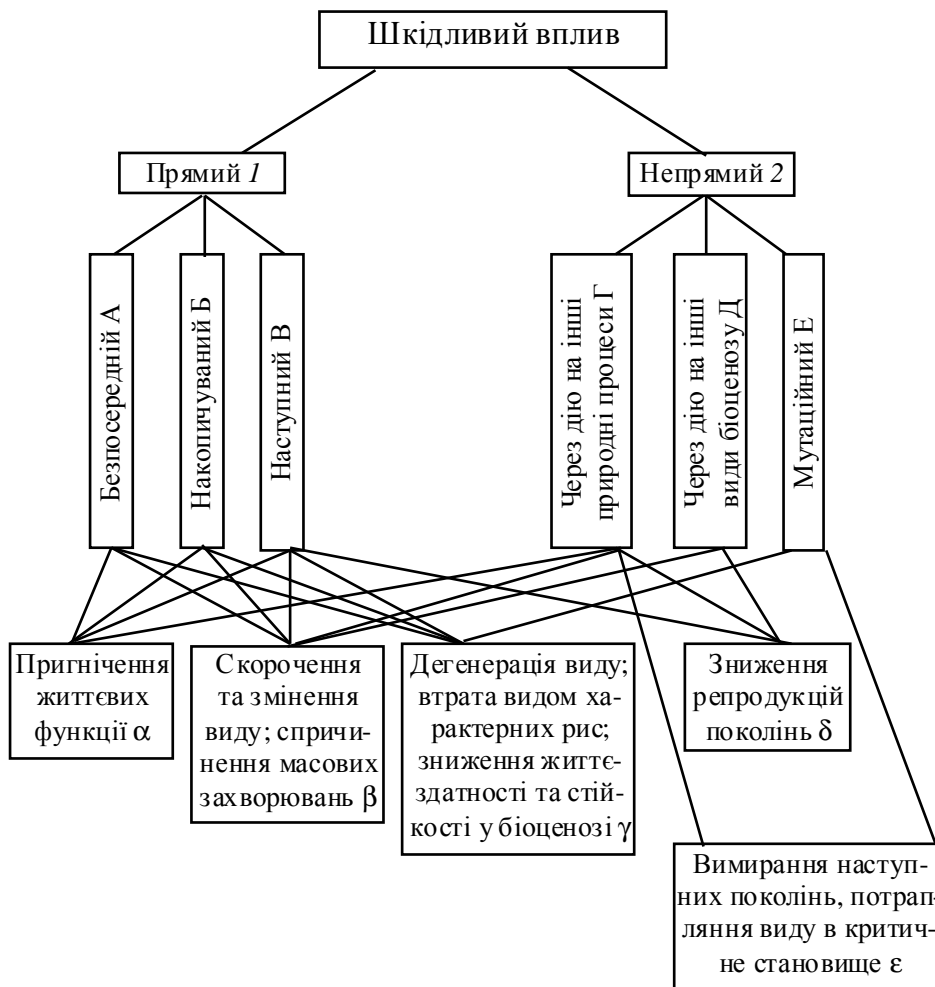


Рис. 3.1. Структурна схема системи шкідливої дії на навколишнє природне середовище забруднювальних речовин продуктів згорання палива

Аналізуючи зміст рисунка, можна дійти висновку про те, що треба вести роботу, спрямовану на запобігання прямій шкідливій дії теплоенер-

гетики на навколишнє середовище, оскільки серед результатів дії ($\alpha - \epsilon$) немає неважливих і тому завдання компенсування комплексу результатів можливого впливу є також комплексним і поетапним.

Паливно-енергетичний комплекс, енергетика, транспорт і промисловість – (переважно через процеси, пов'язані з горінням) є основними джерелами антропогенного забруднення навколишнього середовища. За масштабом дії забруднення може бути локальне, регіональне і глобальне.

Розглянемо основні шкідливі газові викиди з погляду їх впливу на навколишнє середовище.

Вуглекислий газ CO_2 утворюється в результаті спалювання викопних видів палива, таких як вугілля, нафта, природний газ, штучне та синтетичне паливо і біомаса (деревина). Це основа компонента (з триатомних газів), який спричиняє утворення «парникового ефекту». У результаті неповного згорання виділяється також монооксид вуглецю CO – токсичний газ, що шкідливо впливає на серцево-судинну систему людини.

Щорічно в процесі спалювання органічного палива витрачається близько 10 млрд т кисню, що перетворюється на еквівалентну кількість CO_2 . За останні 20 років ХХ ст. концентрація CO_2 в атмосфері зросла на 15 %. Молекули CO_2 добре пропускають короткохвильове ультрафіолетове сонячне випромінювання, але поглинають випромінювання в довгохвильовому інфрачервоному спектрі частот, що є причиною підвищення температури атмосфери.

Зниження концентрації CO_2 призводить до зниження середньорічної температури планети: якби в атмосфері зовсім не було CO_2 , уся поверхня Землі покрилася б кригою, а середньорічна температура не перевищувала б рівня 6...10 °С.

Протягом мільйонів років існувала природна рівновага вмісту CO_2 в атмосфері, що сьогодні порушується істотно перш за все техногенною діяльністю людства. Окиснювально-відновні реакції горіння органічного палива до середини наступного сторіччя залишаться основою швидко прогресуючої енергетики світу. За цей час уміст CO_2 в атмосфері може зрости ще в декілька разів. Як наслідок, у найближчому майбутньому слід очікувати потепління клімату Землі.

Однак є й інший погляд. З початку ХХ ст. до 40-х рр. (відповідно до даних гідрометеорологічних спостережень) середньорічна температура Землі підвищилася приблизно на 0,7 °С, а площа арктичних льодів зменшилася на 10 %. Пояснювали це збільшенням концентрації CO_2 в атмосфері, зростанням виробництва і споживання енергії, однак за останні 30 років ХХ ст., незважаючи на збільшення CO_2 вдвічі, збільшення виробництва і споживання енергії, температура землі не підвищилася, а знизилася. Вважають, що в міркуваннях про «парниковий ефект» не взято до уваги

вплив аерозолів – дрібних твердих частинок і крапель рідини, що знаходяться у зваженому стані в приземному шарі, тропосфері і стратосфері.

Аерозолі і тверді частинки можуть потрапити в атмосферу вже сформованими (пил, зола, сажа). Значна ж їх частина утвориться безпосередньо в атмосфері в результаті хімічних реакцій між газоподібними, рідкими і твердими речовинами, включаючи водяну пару.

Аерозолі утворюються в результаті природних процесів, хоча чимала їх частка має антропогенне походження. З 1–3 млрд т/рік частинок різного хімічного складу розміром менше 1 мкм, що утворюються над поверхнею Землі, приблизно 20 % – результат практичної діяльності людини (пил, насичені речовини, токсичні метали: свинець, ртуть, кадмій).

Аерозолі техногенного походження, на противагу триатомним газам, здатні впливати на клімат Землі, але в протилежному напрямку. Тверді частинки розсіюють сонячне світло, тому значна його частина не досягає поверхні Землі. У результаті змінюється тепловий баланс в напрямку зниження температури.

Певну роль у матеріальних балансах процесів горіння твердого і рідкого палива відіграють тверді продукти згорання, зокрема зола. Зольність палива залежить від його природи і якості переробки. Розрізняють первинну золу – залишки мінеральних домішок, що входили до складу палива під час його обробки, вторинну золу – сторонні мінеральні речовини, рівномірно розподілені в горючій масі палива, і породу – мінеральні речовини, що потрапили в паливо під час його видобутку. Уміст первинної золи в сухій масі палива практично не перевищує 1–1,5 %, породи – 2–2,5 %. Основними характеристиками золи з погляду її впливу на навколишнє середовище є дисперсність, змішуваність, сипучість, щільність, абразивність і електропровідність.

Викиди можна класифікувати залежно від розмірів частинок: пил – тверді частинки розміром 1...150 мкм; туман – тверді або рідкі частинки 0,2...1 мкм; дим – частинки 0,001...0,1 мкм; аерозолі – переважно скупчення газоподібних молекул розмірами від сотих часток до десятків мікрометрів.

Діоксид сірки, або сірчистий ангідрид SO_2 – один із найтоксичніших газоподібних викидів енергоустановок, становить приблизно 90 % викидів сірчистих сполук із димовими газами котлоагрегатів (решта – SO_3). Найбільшу кількість сірки містять вугілля і важкі види нафтопродуктів; легкі нафтопродукти містять меншу кількість сірки, і, нарешті, бензин і природний газ практично не мають її у своєму складі.

Діоксид сірки впливає на окиснювання, руйнує матеріали, шкідливо впливає на здоров'я людини. Тривалість його перебування в атмосфері відносно невелика: у порівняно чистому повітрі – 15–20 діб, за наявності великих кількостей аміаку й інших речовин – кілька годин. За наявності

кисню SO_2 переходить у SO_3 і, завдяки взаємодії з водою H_2O , утворює сірчану кислоту. Кінцеві продукти зазначених реакцій розподіляються в такий спосіб: у вигляді осадів на поверхню літосфери – 43 %, на поверхню гідросфери – 13 %; поглинаються: рослинами – 12 %, поверхнею гідросфери – 13 %. Нагромадження сірковмісних сполук здебільшого відбувається у Світовому океані. Вплив цих продуктів на людей, тварин, рослини та різні інші речовини різноманітний, залежить від їх концентрації та інших чинників навколишнього середовища.

Оксиди азоту утворюються під час спалювання будь-якого з викопних видів палива, що містять азотні сполуки. Азот утворює із киснем ряд сполук (N_2O , NO , N_2O_3 , NO_2 , N_2O_4 і N_2O_5), властивості яких, активність і тривалість існування різні і слабо залежать від виду і складу палива. Концентрація оксидів азоту визначається режимом і організацією процесів горіння палива.

Оксиди азоту шкідливо впливають на здоров'я людини, зумовлюють утворення «парникового ефекту» і руйнацію озонового шару. Крім того, оксиди азоту спричиняють «вимирання лісів», «кислотні дощі» тощо.

Озон O_3 утворюється на великих висотах (приблизно 30 км) від взаємодії кисню O_2 і ультрафіолетового випромінювання сонця, а також на низьких висотах – у результаті фотохімічних реакцій (зокрема, взаємодії оксидів азоту і гідрокарбонатів). Озон спричиняє «парниковий ефект», «вимирання лісів», негативно впливає на здоров'я людини, культивування рослин.

Метан CH_4 утворюється в результаті розкладання органічних речовин, наприклад, у сільському господарстві, у процесі вуглевидобутку, нафто- і газовидобутку, газорозподілу і спалювання біомаси. Метан також є причиною виникнення «парникового ефекту».

3.4. Нормування вмісту шкідливих речовин у продуктах згорання органічного палива

Як уже відомо з вищенаведеного матеріалу, у продуктах згорання органічного палива, передусім у димових газах ТЕС, опалювально-виробничих котелень та інших промислових і транспортних об'єктів міститься велика кількість шкідливих для навколишнього середовища токсичних речовин. Питомі (табл. 3.5) і валові (табл. 3.6) об'єми викидів теплоенергетичних установок залежать від типу палива і потужності об'єкта (останнє стосується тільки валових викидів).

Таблиця 3.5. Питомі показники забруднення атмосфери (г/кВт·год) від згорання органічного палива за даними Міжнародного інституту прикладного системного аналізу (м. Відень)

Викиди	Вид палива			
	Кам'яне вугілля	Буре вугілля	Мазут	Природний газ
SO ₂	6,0	7,7	7,4	0,002
Оксиди азоту	2,8	3,4	2,4	1,9
Тверді частинки	1,4	2,7	0,7	–
Фтористі сполуки	0,05	1,11	0,004	–

Таблиця 3.6. Валові викиди (млн кг/рік) та витрата палива ТЕС потужністю 1 000 МВт

Викиди	Вид та річна витрата палива		
	Природний газ (1,9·10 ⁹ м ³)	Мазут (1,57·10 ⁶ т)	Вугілля (2,3·10 ⁶ т)
SO ₂	0,012	52,7	139,0
Оксиди азоту	12,0	22,0	21,0
CO	Незначне	0,08	0,21
Тверді частинки	0,46	0,73	4,49
Гідрокарбонати	Незначне	0,67	0,52

Примітка. Вміст: у мазуті – S^p = 1,6 %; A^p = 0,05 %; у вугіллі – S^p = 3,59 %; A^p = 9 %.

Для електроенергетичної галузі, що витрачає понад 20 % котельно-пального палива в ід загального рівня його споживання, характерним є збільшення викидів.

У тепловій енергетиці України конкуруючими видами палива є вугілля і природний газ, кожний із яких має свої переваги і недоліки.

З технологічного погляду перевага тут на боці природного газу як висококалорійного екологічно чистого палива. Газ легко транспортується, зручний для застосування в сучасних енергетичних технологіях, таких, наприклад, як парогазові установки з електричним ККД на рівні 52–60 %. Нагадаємо, однак, що об'єм видобутку газу в Україні (близько 28 млрд м³/рік) задовольняє потребу в ньому лише на 22 %. Тому з погляду енергетичної безпеки стратегічною сировиною (паливом) для України залишається вугілля, промислові запаси якого становлять ~ 26 млрд т. Це може задовольнити потребу в ньому для України протягом кількох сторіч. Незважаючи на те, що останнім часом річний видобуток вугілля знизився до 80 млн т, потенціал вугільної галузі оцінюють приблизно в 100 млн т/рік. Якість донецького вугілля досить висока: Q_H^p = 22,2...26,6 МДж/кг, середня зольність – 22,6 %, хоча в процесі видобутку зольність підвищується до 27–35 %, а теплота згорання зменшується до Q_H^p = 13,8...20,8 МДж/кг.

Токсичні і шкідливі викиди по-різному впливають на навколишнє середовище і мають різні масштаби розсіювання і трансформації в атмосфері (табл. 3.7).

Таблиця 3.7. Розсіювання і трансформація викидів в атмосфері

Речовина	Масштаб трансформації	
	Відстань, км	Час існування, д
NO	10	1 год
NO ₂	100	2
SO ₂	100	2
HNO ₃	1000	4
H ₂ SO ₄	1000	4
ПАВ	1000	4
CH ₄	У глобальному масштабі	
		10 років

Залежно від інтегральних особливостей впливу на навколишнє середовище всі шкідливі речовини розділяють на 4 класи небезпеки: 1 – *надзвичайно небезпечні* (бенз(а)пірен C₂₀H₁₂); 2 – *високонебезпечні* (формальдегід СНОН, діоксид азоту NO₂); 3 – *помірно небезпечні* (сажа С, діоксид сірки SO₂, оксид азоту NO); 4 – *малонебезпечні* (аміак NH₃, оксид вуглецю СО).

Концентрацію шкідливих речовин в атмосфері відповідно нормують. Для цього вводять ГДК, характерні для кожної речовини, і визначення, що змінюються залежно від умов, концентрації. Розрізняють такі рівні ГДК:

- *граничнодопустима максимальна разова концентрація* (ГДК_{м.р}) шкідливих речовин у повітрі місцевості, що не викликає протягом 30 хв рефлекторних (спонтанних) реакцій в організмі людини;
- *граничнодопустима середньодобова концентрація* (ГДК_{с.д}) речовини в повітрі місцевості, що шкідливо не впливає на людину протягом невизначеного тривалого періоду (роки).

Норми гранично допустимих концентрацій є важливою характеристикою контролю рівня забруднень. Вони різняться для різних країн і регіонів як установленим рівнем ГДК, так і періодом спостереження відповідних концентрацій (табл. 3.8).

Таблиця 3.8. Граничнодопустимі концентрації токсичних газів в атмосфері

Компонента	Країна	Розмірність	Концентрація залежно від періоду спостережень			
			середньогодинна	середньодобова	середньомісячна	середньорічна
Діоксид сірки SO ₂	Японія	<i>ppm</i> *	–	0,04	–	–
	США	<i>ppm</i>	–	0,14	–	0,03
	Німеччина	<i>ppm</i>	–	–	–	0,05
	Канада	<i>ppm</i>	–	0,06	–	–
	Швеція	<i>ppm</i>	–	0,25	–	–
	Італія	<i>ppm</i>	–	0,15	–	–
	Корея	<i>ppm</i>	0,15	–	–	–
	СНД	мг/м ³	–	–	0,05	–
Діоксид азоту NO ₂	Японія	<i>ppm</i>	–	0,04–0,06	–	0,02–0,03
	США	<i>ppm</i>	–	–	–	0,05
	Німеччина	<i>ppm</i>	–	–	–	0,05
	Канада	<i>ppm</i>	–	0,1	–	–
	Фінляндія	<i>ppm</i>	–	0,1	–	–
		СНД	мг/м ³	–	–	0,04

**ppm* – "part pro million" (частин на мільйон по об'єму).

Крім того, для промислових підприємств встановлюють ГДК робочої зони (ГДК_{р.з}).

Граничнодопустимі концентрації встановлюють на рівні дихання людини.

Для характеристики токсичності використовують також показник токсичності

$$A_i = \alpha_i \delta_i a_i, \quad (3.11)$$

де α_i – імовірність нагромадження i -ї компоненти; δ_i – показник впливу на різні об'єкти (крім людини); a_i – показник відносної небезпеки (порівняно з СО), визначають як

$$a_i = \left\{ \left(\text{ГДК}_{\text{с.д}} \times \text{ГДК}_{\text{р.з}} \right)_{\text{СО}} / \left(\text{ГДК}_{\text{с.д}} \times \text{ГДК}_{\text{р.з}} \right)_i \right\}^{0.5}. \quad (3.12)$$

Характеристики токсичних речовин, що можуть входити до складу продуктів згорання теплоенергетичних установок наведено в табл. 3.9.

Вплив кожної з токсичних речовин визначається рівнем її концентрації в повітрі. Так, якщо концентрація NO₂ у повітрі на рівні 150 частинок на мільйон (*ppm*) або 300 мг/м³, то можливі серйозні захворювання дихальних шляхів людини аж до її загибелі; на рівні 50–100 *ppm* – небезпечні захворювання на бронхіт або запалення легенів; на рівні 5 *ppm* (10 мг/м³) – шкідливо для здоров'я людини.

Таблиця 3.9. Екологічні характеристики найбільш імовірних токсичних компонентів у складі продуктів згорання ТЕС

Речовина	ГДК, мг/м ³		Клас небезпеки	Поправки токсичності		Показники токсичності	
	робочої зони	середньодобова		α_i	δ_i	a_i	A_i
Оксид вуглецю CO	20	3,0	IV	1,0	1,0	1,0	1,0
Аміак NH ₃	20	0,04	IV	1,0	1,2	8,66	10,4
Оксид азоту NO	10	0,06	III	1,0	1,6	10,0	15,0
Діоксид сірки SO ₂	10	0,05	III	1,0	1,5	11,0	16,4
Сажа С	4	0,05	III	2,0	1,2	17,3	41,5
Діоксид азоту NO ₂	2	0,04	II	1,0	1,5	27,4	41,5
Формальдегід CH ₂ O	0,1	0,06	II	1,0	1,2	100	120
Метилмеркаптан CH ₃ SH	0,8	9·10 ⁻⁶	II	1,0	1,0	2890	2890
Бенз(а)пірен C ₂₀ H ₁₂	1,5·10 ⁻⁴	10 ⁻⁶	I	2,0	1,0	6,3·10 ⁵	12,6·10 ⁵

Як уже відзначено, крім нормування ГДК на рівні дихання людини, існує нормування рівня допустимих концентрацій на виході з димових труб ТЕС. Наприклад, для димових газів ТЕС та інших енергетичних і промислових об'єктів ГДК шкідливих речовин установлює відповідність

стану повітряного середовища населених місцевостей гігієнічним нормам у найнесприятливіших метеорологічних умовах.

Для котлоагрегатів норми ГДК оксидів азоту NO_x у країнах СНД установлюють, виходячи з концентрації кисню в димових газах на рівні 6 %, вони залежать від категорії котлоагрегатів і типу палива (табл. 3.10).

**Таблиця 3.10. Норми ГДК (NO_x , мг/м^3)
для викидів з котлоагрегатів (для країн СНД), якщо $\alpha = 1,4$**

Вид палива	Котли 1-ї категорії		Котли вищої категорії	
	Парова потужність, т/год			
	≤ 420	> 420	≤ 420	> 420
Природний газ	320	390	300	350
Мазут	340	440	300	350
Буре вугілля і сланці	550	550	500	500
Кам'яне вугілля, якщо:				
$N^{\text{П}} \leq 0,05$ % · кг/МДж	600	750	500	500
$N^{\text{П}} > 0,05$ % · кг/МДж	790	890	650	700

Для ГТУ сучасні норми ГДК NO_x у країнах СНД становлять 150 мг/м^3 у димових газах (вміст у них кисню на рівні 15 %).

Контрольні питання

1. Роль органічного палива в розвитку енергетики й енергоспоживання країни.
2. Характеристика повного і неповного згорання палива.
3. Основні стадії спалювання палива і їх характеристики.
4. Особливості і характеристики спалювання органічних палив.
5. Утворення екологічно шкідливих речовин у процесі згорання органічного палива.
6. Граничнодопустимі концентрації і показники небезпечності речовин.
7. Характеристики продуктів згорання палива.
8. Характеристика впливу шкідливих речовин на навколишнє середовище.
9. Підстави та особливості нормування вмісту шкідливих речовин у продуктах згорання органічного палива.
10. Характеристика токсичних викидів і їх впливу на навколишнє середовище.

Розділ 4

СКЛАДОВІ ЧАСТИНИ ЕНЕРГОГЕНЕРУВАЛЬНИХ УСТАНОВОК

4.1. Котельні установки

Котельною установкою називають конструктивно об'єднаний в єдине ціле комплекс котельного агрегату та допоміжного обладнання. *Котельний агрегат* являє собою сукупність пристроїв, механізмів та елементів, об'єднаних між собою для виробництва водяної пари або теплої води потрібних параметрів. До *допоміжного обладнання* належать вентилятори, димососи, хімоводоочищення, системи підготовки і подачі палива та золошлаковидалення, обладнання для очищення димових газів, димова труба тощо.

4.1.1. Загальні положення

Залежно від виду виробленого робочого тіла котельні установки підрозділяють на *парові*, що виробляють водяну пару потрібних параметрів, і *водогрійні*, що видають гарячу воду визначеної температури та тиску.

За призначенням котельні установки поділяють на *енергетичні, промислові, опалювально-промислові та опалювальні*. В енергетичних котельних установках виробляють пару високого ($p \leq 9$ МПа) і середнього ($p \leq 3,5$ МПа) тиску, призначену для подальшого перетворення в парових турбінах на ТЕС.

Виробничі котельні установки призначено для одержання водяної пари або гарячої води на різні технологічні потреби. В опалювальних котельних установках виробляють водяну пару низького тиску або нагрівають воду лише для опалення, вентиляції і гарячого водопостачання житлових будинків і виробничих споруд.

Важливою ознакою класифікації котельних установок є розміщення в них продуктів горіння палива і робочого тіла (води, водяної пари). Котельні установки, у яких продукти горіння рухаються в трубках, а вода – ззовні труб, називають *газотрубними*, інакше – *водотрубними* (вода рухається в трубках, а гази – ззовні).

Опалювальні й опалювально-промислові котельні установки можуть бути газотрубні і водотрубні, для енергетичних цілей використовують лише водотрубні котли.

Важливою ознакою, за якою класифікують парові котельні установки, є спосіб руху в них робочого тіла. За цією ознакою вони можуть бути з *природною, примусовою та комбінованою циркуляцією*.

Джерелом теплової енергії в котельних установках є органічне паливо. Робочим тілом є вода, в окремих випадках використовують органічні висококиплячі рідини, наприклад даутерм, дифеніг та ін. Застосування останніх зумовлене їх особливими теплофізичними властивостями, насамперед високою температурою кипіння і конденсації при низькому (порівняно з водою) тиску. Це дозволяє підвищити ККД бінарного циклу, у якому водяна пара забезпечує можливість використання нижньої температурної границі, а органічні рідини – верхньої.

Робочий процес у котельних установках складається з таких кінцевих стадій:

- 1) горіння палива;
- 2) теплопередача від гарячих димових газів до води або пари;
- 3) пароутворення (нагрівання води до кипіння і її випаровування) і перегрів насиченої пари.

Котельна установка складається з котла відповідного типу і допоміжного устаткування, що забезпечує його роботу.

Основними елементами котла є топка і теплообмінні поверхні. Взаємне розміщення топки і газоходів, у яких знаходяться теплообмінні поверхні нагріву, тобто компоновка котла визначається властивостями палива, паровою потужністю і кінцевими параметрами пари.

Розрізняють *П-, Т- і N-подібні* та *баштове* компоновки котла (рис. 4.1). Під час спалювання мазуту, природного газу зазвичай використовують П-подібну компоновку (рис. 4.1, *a*), коли котел має два вертикальні газоходи (топкові камери і конвективну шахту) і горизонтальний газохід, що з'єднує їх. Для спалювання твердого палива таку компоновку застосовують у котлах паровою потужністю (D_0) до 1 000...1 600 т/г.

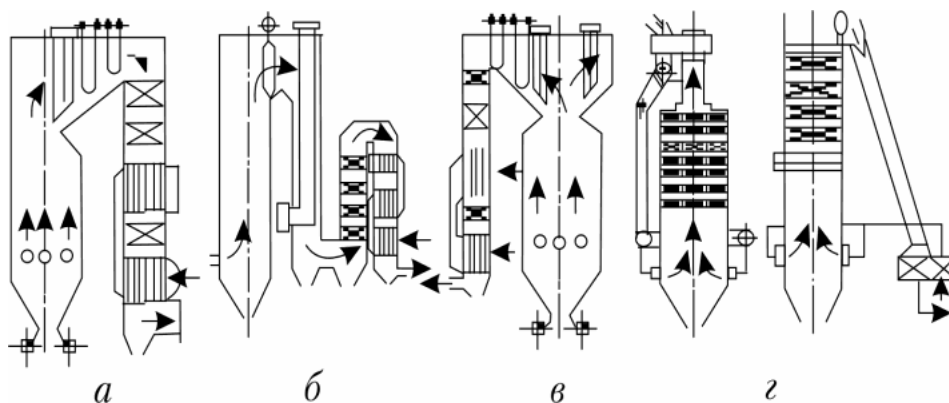


Рис. 4.1. Основні види компоновання котлів: *a* – П-подібне; *б* – N-подібне (чотириходове); *в* – Т-подібне; *г* – баштове

T-подібне компоновання (рис. 4.1, в), що сприяє зменшенню глибини конвективної шахти і висоти з'єднувального газоходу, застосовують для потужних котлів ($D_0 \geq 1000$ т/г), що працюють на твердому паливі. Для вугілля з високоабразивною золою *T*-подібне компоновання застосовують для котлів, починаючи з $D_0 \geq 500$ т/г.

N-подібне компоновання котла (рис. 4.1, б) використовують під час спалювання палива з високим умістом в золі оксиду кальцію і лугів. Котел виконують три- або чотириходовим, з підйомною або інвертною топкою і ширмами в проміжних газоходах.

У потужних котлах для спалювання газу і мазуту або твердого палива (зокрема бурого вугілля з великим умістом високоабразивної золи) можна використати баштове компоновання (рис. 4.1, з) у поєднанні з відкритим і напіввідкритим компонованням котельного обладнання. Для нормального функціонування котла треба забезпечити підготовку і подання до нього палива, подання окиснювача для горіння, а також евакуацію продуктів згорання, золи і шлаку (якщо спалюють тверде паливо) та ін.

Допоміжне устаткування котла – це дуттьові вентилятори і димососи для подання повітря в котел і евакуації з нього в атмосферу продуктів згорання; бункери, живильники сирого палива і пилу; вуглерозмельні млини для забезпечення безупинного подання і підготовки пилоподібного палива потрібної якості; золовловлювальне і золошлакотранспортувальне обладнання для очищення димових газів від золових частинок з метою охорони навколишнього середовища від забруднення і для організованого виведення вловленої золи і шлаку; пристрої для профілактичного очищення зовнішньої поверхні труб котла від забруднень; контрольно-вимірвальна апаратура; водопідготовчі установки для обробки вихідної (природної) води до заданої якості.

Основними елементами котельної установки (рис. 4.2) є поверхні нагріву, призначені для передачі теплоти від теплоносія до робочого середовища (води, пароводяної суміші, водяної пари або повітря). Залежно від процесів перетворення робочого тіла розрізняють нагрівальні, випарні і перегрівальні поверхні нагріву.

Теплоту від продуктів згорання до поверхні нагріву можна передавати випромінюванням (радіацією) і конвекцією. Відповідно до цього поверхні нагріву поділяють на радіаційні, конвективні і радіаційно-конвективні (напіврадіаційні).

До конвективної нагрівальної поверхні належать економайзер 18 (рис. 4.2), призначений для підігріву живильної води, що надходить у котел. Економайзер розміщують у зоні відносно невисоких температур у конвективній опускній шахті.

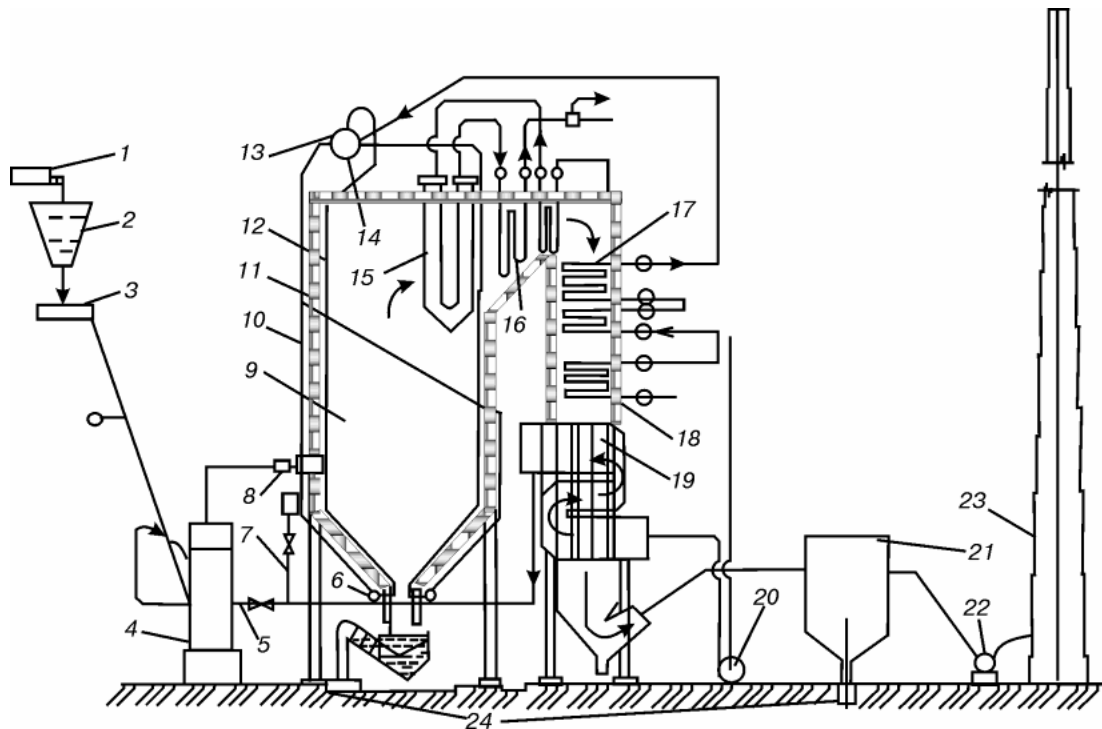


Рис. 4.2. Технологічна схема котельної установки: 1 – конвеєр; 2 – бункер; 3 – живильник; 4 – млин; 5 – короб первинного повітря; 6 – нижній розподільний колектор; 7 – короб вторинного повітря; 8 – пальники; 9 – топка; 10 – опускні труби; 11 – обмурівка котла; 12 – підйомні труби; 13 – 14 – барабан; 15 – ширмові перегрівники; 16 – конвективний перегрівник; 17 – другий ступінь економайзера; 18 – перший ступінь економайзера; 19 – повітропідігрівник; 20 – вентилятор; 21 – газоочистка; 22 – димосос; 23 – димова труба; 24 – виведення золи та шлаку

Випарними є поверхні нагріву, розміщені в зоні найвищих температур топки 9 або в газоході за нею. Це найчастіше радіаційні або радіаційно-конвективні поверхні нагріву – екрани, фестони, котельні пучки. Екранні поверхні 12 – це поверхні нагріву котла, розміщені на стінах топки і газоходів, що захищають їх від впливу високих температур. Екрани можуть бути також встановлені всередині топки (двосвітні екрани, що піддаються двосторонньому опромінюванню).

Перегрівальні поверхні нагріву можуть бути радіаційними, ширмовими і конвективними: радіаційні перегрівники розміщують на стінах топки або на її стелі. Ширмові перегрівники 15 – це поверхні нагріву, у яких ширми розміщено з великим поперечним кроком труб, які одержують теплоту випромінюванням і конвекцією приблизно в рівних кількостях. Конвективні перегрівники 16 встановлюють у газоходах: у перехідному горизонтальному або на початку (по ходу газів) конвективної шахти.

Сукупність послідовно розміщених по ходу робочого тіла поверхонь нагріву, трубопроводів, що їх з'єднують, і встановлених додаткових пристроїв складає пароводяний тракт котла. До основного пароводяного тракту котла входять економайзер 18, труби відводу, барабан 14, опускні труби 10 і ниж-

ній розподільний колектор 6, екрани, стельовий перегрівник, перший та другий ступінь конвективного перегрівника 16. Проміжний перегрівник 17 є елементом пароводяного тракту проміжного перегріву пари (див. рис. 4.2).

Устаткування для подання палива до пальників 8 і підготовки його до спалювання являє собою паливний тракт котла. Він містить конвеєр 1, бункер 2, живильники 3 вологого палива та пилу. Бункери вологого палива, призначені для зберігання постійно відновлюваного запасу палива, забезпечують безупинну роботу котла. Живильники вологого палива – пристрої для дозування і подання палива з бункера до млинів 4, призначені для одержання вугільного пилу потрібної якості. До млина одночасно з паливом для його підсушки (за допомогою короба 5) подають сушильний агент, найчастіше – повітря.

Повітряний тракт котельної установки складають забірний повітровід, дутьовий вентилятор 20, повітропідігрівник 19, короби 5 і 7 первинного і вторинного повітря (рис. 4.2). Усі елементи повітряного тракту (крім забір-ного повітропроводу) знаходяться під надлишковим тиском, що забезпечує дутьовий вентилятор. Підігріте в повітропідігрівнику повітря використовують для сушіння палива, що дозволяє підвищити інтенсивність і економічність його горіння. Розрізняють рекуперативні і регенеративні повітропідігрівники.

Теплота від продуктів згорання до повітря в рекуперативному повітропідігрівнику передається через їх теплообмінну відокремлювальну поверхню (рис. 4.3).

Трубчасті повітропідігрівники (ТПП) бувають одно- та двоступеневі: перший ступінь багатоходовий ($z_{\text{ход}} = 2-6$), другий має один, рідше два ходи. Роблять їх з окремих кубів (секцій). Куб складається з вертикальних сталевих тонкостінних труб ($\delta = 1,6$ мм), які закріплюють у трубних дошках завтовшки 15...20 мм. Гази рухаються в трубах зверху донизу, повітря – за схемою перехресного ходу в міжтрубному просторі. Розмі-

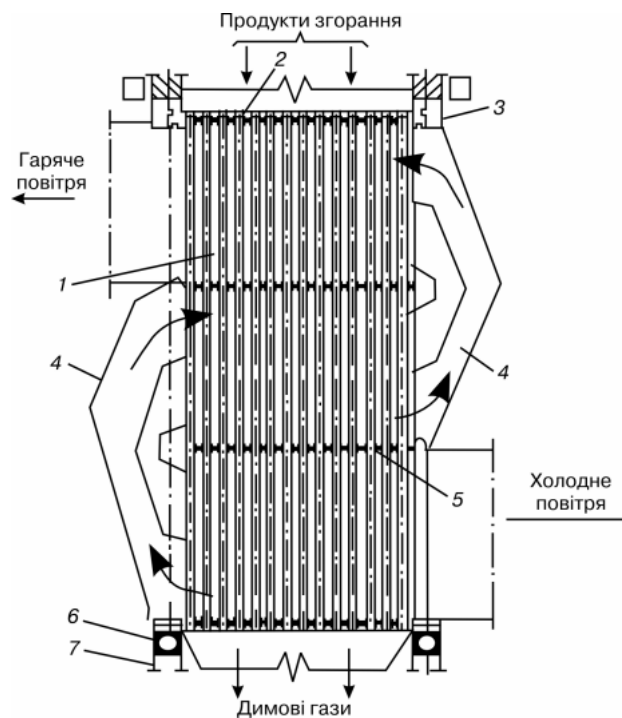


Рис. 4.3. Конструкція рекуперативного одноходового за газом і триходового за повітрям трубчастого повітропідігрівника: 1 – труби поверхні нагріву; 2, 5 – трубні дошки; 3 – трилінзовий компенсатор; 4 – повітряний короб; 6 – опорна балка; 7 – колони

щення труб шахове, зовнішній діаметр 40...51 мм (більші значення – для абразивного палива).

Розрізняють одно- ($z = 1$), дво- і багатопотокові, а також одно- і дво-ступеневі конструкції ТПП (рис. 4.4). Одноступеневий підігрів рекомендовано при температурі гарячого повітря $t_{г.п} \leq 320$ °С. Швидкість повітря $w_{п} \approx (0,4 \dots 0,6)w_{г}$, де $w_{г}$ – швидкість газів. Ступінь ТПП спирається на балки, з'єднані з каркасом котла. Температурні розширення металу сприймаються компенсаторами лінзового типу. Повітря пропускання по коробах.

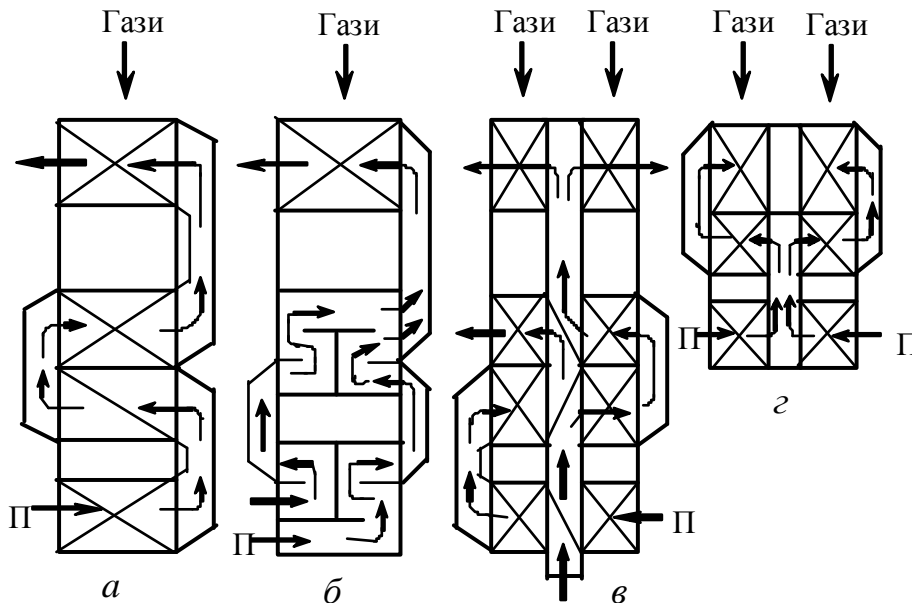


Рис. 4.4. Схема компонування трубчастих повітропідігрівників (z_x – кількість ходів; $z_{ст}$ – кількість ступенів; $z_{пот}$ – кількість потоків): а – $z_x = 4$, $z_{ст} = 2$; б – $z_{ст} = 2$, перший ступінь: $z_{пот} = 2$, $z_{ход} = 4$, другий ступінь: $z_{пот} = 1$, $z_{ход} = 1$; в – два потоки: перший потік – $z_{ст} = 1$, $z_{ход} = 3$, другий потік – $z_{ст} = 2$, $z_{ход} = 4$, г – $z_{ст} = 1$, $z_{пот} = 2$, $z_{ход} = 3$; П – повітря; газ – продукти згорання палива

У регенеративному повітропідігрівнику (РПП) процес передачі теплоти від гарячих газів до повітря відбувається через ту саму теплообмінну поверхню, що контактує послідовно з газами та повітрям (рис. 4.5).

Теплообмінну поверхню б РПП виконують з гофрованих сталевих листів. По висоті РПП поділяється на гарячу і холодну частині. Частота обертання ротора більше $1,5 \text{ хв}^{-1}$. Обтікання листів газами і повітрям – поздовжнє. Швидкість газів $w_{г} = 11 \pm 2$ м/с, повітря $w_{п} = 6 \dots 9$ м/с.

Продукти згорання проходять послідовно всі поверхні нагріву і після очищення від золи в золовловлювачах 21 виводяться через димову трубу 23 в атмосферу (див. рис. 4.2). Усе це становить газовий тракт котла, що може знаходитися під тиском дуттьового вентилятора або під розрідженням. В останньому випадку в газовому тракті після золовловлювачів установлюють димосос 22.

Пристрої 25, призначені для шлаковидалення, золовловлювачі 21 і канали 24 входять до тракту золошлаковиведення (див. рис. 4.2).

Елементами котла є обмурівка і каркас. Обмурівка 12 – система вогнетривких і теплоізоляційних захисних засобів або конструкцій, призначених зменшити теплові втрати і забезпечити газощільності. Каркас 13 – несуча металева конструкція, що приймає навантаження від маси котла з робочим тілом, яке знаходиться в ньому, і всі інші можливі навантаження і забезпечує потрібне взаємне розміщення елементів котла. На каркасі котла передбачено площадки обслуговування і перехідні сходи.

Котли класифікують залежно від виду відповідного тракту і його устаткування. За видом палива і відповідного паливного тракту розрізняють котли для газоподібного, рідкого і твердого палива.

За газоповітряним трактом розрізняють котли з природною, врівноваженою тягою і з наддуванням. У котлі з *природною тягою* опір газового тракту долається під дією різниці густини (питомої маси) атмосферного повітря і газу в димовій трубі. Якщо опір газового тракту (так само, як і повітряного) долається за допомогою дуттьового вентилятора, то котел працює з *наддуванням*. У котлі з *врівноваженою тягою* тиск у топці і на початку газоходу (поверхня нагріву 15) підтримується близьким до атмосферного спільною роботою дуттьового вентилятора і димососа. Котли зазвичай виготовляють газощільними.

За видом пароводяного тракту розрізняють барабанні (рис. 4.6, а, б) і прямотечійні (рис. 4.6, в, г) котли. У всіх типах котлів через економайзер і перегрівник б вода і пара проходять одноразово. У *барабанних* котлах пароводяна суміш у випарних поверхнях нагріву 5 циркулює багаторазово (від барабана 2 по опускних трубах 3 до колектора 4 і до барабана 2). В котлах з *примусовою циркуляцією* (рис. 4.6, б) перед входом води у випарні поверхні 5 встановлюють додатковий насос 8. У *прямотечійних* котлах (рис. 4.6, в) робоче тіло по всіх поверхнях нагріву проходить одноразово під дією напору, що створює живильний насос 7.

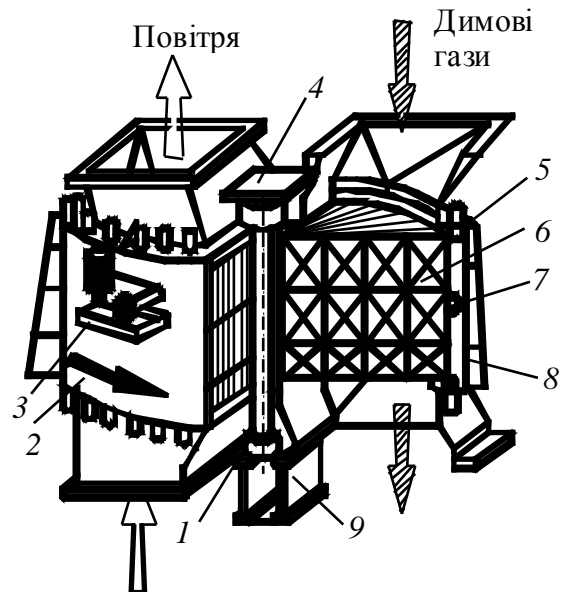


Рис. 4.5. Схема регенеративного повітропідігрівника: 1 – вал; 2 – обертовий корпус; 3 – поворотний механізм; 4 і 9 – верхня і нижня опори; 5 і 8 – зовнішній і внутрішній кожух; 6 – поверхня теплообміну; 7 – ущільнення

У прямотечійних котлах докритичного тиску випарні екрани 5 розміщують у нижній частині топки, тому їх називають нижньою радіаційною частиною (НРЧ). Екрани 6, розміщені в середній і верхній частинах топки, переважно є перегрівальними. Їх відповідно називають середньою радіаційною частиною (СРЧ) і верхньою радіаційною частиною (ВРЧ).

Щоб підвищити швидкість руху води в деяких поверхнях нагріву (звичай НРЧ), у період запуску прямотечійного котла або під час роботи на знижених навантаженнях забезпечують примусову рециркуляцію води спеціальним насосом 8 (рис. 4.6, *г*). Це котли з рециркуляцією і комбінованою циркуляцією.

Відповідно до фазового стану виведеного з топки шлаку розрізняють котли з твердим і рідким шлаковиведенням. У котлах з твердим шлаковиведенням шлак з топки виходить у твердому стані, а в котлах з рідким шлаковиведенням – у розплавленому.

Технологія одержання водяної пари для барабанних і прямотечійних котлів різна.

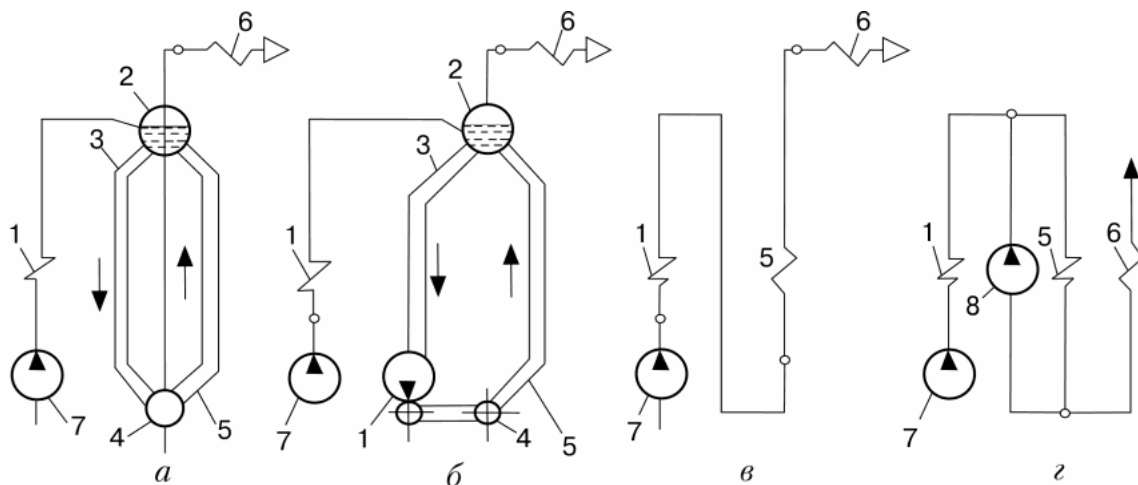


Рис. 4.6. Схеми пароводяного тракту котла: *а* – барабанного з природною циркуляцією; *б* – барабанного з примусовою циркуляцією; *в* – прямотечійного; *г* – прямотечійного з примусовою циркуляцією

Барабанні котли широко застосовують на ТЕС. Наявність одного або декількох барабанів з фіксованою границею поділу між парою і водою є характерною особливістю цих котлів. Живильна вода в них здебільшого після економайзера (див. рис. 4.6, *а*) подається до барабана 2, де змішується з котловою водою (водою, що заповнює барабан і екрани). Суміш котлової і живильної води по опускних необігріваних трубах 3 з барабану надходить до нижнього розподільного колектора 4, а потім до екранів 5 (випарні поверхні). В екранах вода одержує теплоту від продуктів зго-

рання палива і закипає. Пароводяна суміш, що при цьому утворюється, піднімається до барабана. Тут пара і вода розділяються. Пара по трубах, що з'єднуються з верхньою частиною барабана, направляєється до перегрівника б, а вода знову подається в опускні труби 8.

Замкнену систему, що складається з барабана, опускних труб, колектора і випарних поверхонь, по якій багаторазово рухається робоче тіло, називають *контур циркуляції*, а рух води в ньому – *циркуляція*. Рух робочого середовища, зумовлений тільки різницею густини води в опускних трубах і пароводяній суміші в підйомних, називають *природна циркуляція*, а паровий котел – *барабанний з природною циркуляцією*. Природна циркуляція можлива лише в котлах з тиском пари, що не перевищує 18,5 МПа. Якщо тиск більший, то через малу різницю густини пароводяної суміші і води стійкий рух робочого середовища в циркуляційному контурі забезпечити важко. Якщо рух середовища в циркуляційному контурі створює насос 8 (рис. 4.6, б), то циркуляцію називають *примусовою*, а паровий котел – *барабанним з примусовою циркуляцією*. Примусова циркуляція дозволяє виконувати екрани з труб меншого діаметра як з підйомним, так і з опускним рухом середовища в них. До недоліків такої циркуляції слід віднести потребу встановити спеціальні насоси (циркуляційні), що мають складну конструкцію і потребують додаткової витрати енергії на їх роботу.

У прямотечійних котлах барабана немає. Живильна вода в них, як і в барабанних котлах, послідовно проходить економайзер 1 (див. рис. 4.6, в), випарні 5 і перегрівальні б поверхні. Рух робочого середовища в поверхнях нагріву одноразовий, його створює живильний насос. З випарної поверхні виходить пара. Це дозволяє відмовитися від металоемного барабана. Надійне охолодження металу труб випарної поверхні забезпечує відповідні швидкості руху робочого середовища. У прямотечійних котлах немає чітких меж між економайзерною, випарною і пароперегрівальною поверхнями. Зміна параметрів живильної води (температура, тиск), характеристик палива, повітряного режиму змінює співвідношення площ цих поверхонь. Так, зі зниженням тиску в котлі зменшуються розміри економайзерної ділянки (зона підігріву), збільшується випарна зона (через зростання теплоти пароутворення) і дещо скорочується зона перегріву.

Прямотечійні котли порівняно з барабанними мають значно менший об'єм акумулювального робочого тіла. Тому для їх роботи потрібна чітка синхронізація подання води, палива і повітря. Вони можуть бути як докритичного, так і понадкритичного тиску.

4.1.2. Тепловий баланс і теплова економічність котельної установки

Тепловий баланс складають на підставі нормативних матеріалів на 1 кг витраченого твердого або рідкого палива (або на 1 м³ газоподібного палива) або у відсотках від підведеної теплоти. Тепловий баланс зумовлює рівність між корисною $Q_{\text{кор}}$ і підведеною Q_p^p (витраченою) теплотою, віднесеної до 1 кг (м³) поданого до котла палива (рис. 4.7):

$$Q_p^p = Q_{\text{кор}} + \sum Q_i, \quad (4.1)$$

де $Q_{\text{кор}}$ – корисна теплота, потрібна для генерації пари; $\sum Q_i$ – сума втрат теплоти в котлі. Підведену теплоту Q_p^p визначають як суму теплоти згорання палива Q_H^p , фізичної теплоти повітря $Q_{\text{ф.пов}}$ і фізичної теплоти палива $Q_{\text{ф.п}}$, тобто

$$Q_p^p = Q_H^p + Q_{\text{ф.пов}} + Q_{\text{ф.п}}. \quad (4.2)$$

Якщо котел генерує пару, то корисну теплоту визначають за формулою

$$Q_{\text{кор}} = D(h_{\text{п.п}} - h_{\text{ж.в}}) / B, \quad (4.3)$$

де D – витрата пари, кг/с; $h_{\text{п.п}}$ і $h_{\text{ж.в}}$ – ентальпія відповідно перегрітої пари і живильної води, кДж/кг; B – витрата палива, кг/с.

Загальна втрата теплоти $\sum Q_i$ складається з суми втрат теплоти: з димовими газами $Q_{\text{д.г}} = Q_2$, хімічної $Q_x = Q_3$ і механічної $Q_m = Q_4$ неповноти згорання, від зовнішнього охолодження $Q_{3.0} = Q_5$ і з фізичною теплотою шлаків $Q_{\text{ф.ш}} = Q_6$.

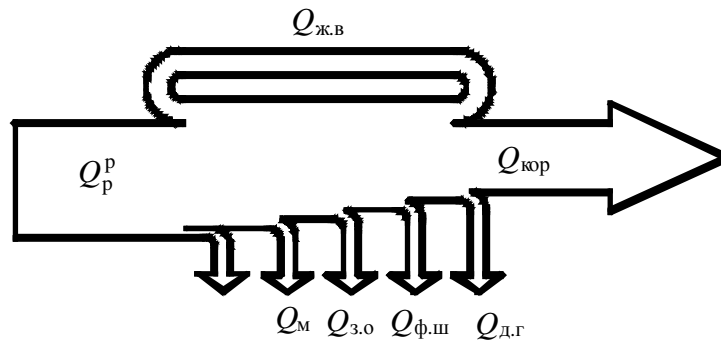


Рис. 4.7. Схема теплового балансу котла

Відношення корисно використаної в котлі теплоти до підведеної представляє ККД-брутто котла

$$\eta_{\text{к.а}}^{\text{бр}} = Q_{\text{кор}} / Q_p^p = 1 - (Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6) / Q_p^p \quad (4.4)$$

або у відсотках від корисно використовуваної теплоти

$$\eta_{к.а}^{бp} = [1 - (q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6)] 100 \%, \quad (4.5)$$

ККД котельної установки, що враховує витрати котла на власні потреби (привід насосів, вентиляторів, димососів тощо), називають ККД-нетто:

$$\eta_{к.у}^н = \eta_{к.а}^{бp} - q_{в.п}, \quad (4.6)$$

де $q_{в.п} = 4-7 \%$ – витрата енергії на власні потреби, віднесена до Q_H^p .

Втрати теплоти q_2 з димовими газами зазвичай становлять 5–10 % відносно теплоти Q_H^p .

Втрати теплоти від хімічної неповноти згорання палива $q_3 = 100Q_3 / Q_p^p$ виникають тільки, якщо в продуктах згорання є горючі газоподібні компоненти (H_2 , CO , CH_4 , C_mH_n та ін.) унаслідок неповного вигорання палива в межах топкового об'єму котла. За його межами горючі гази не догорають через низькі температури вздовж газового тракту котла. Причинами появи хімічної неповноти згорання можуть бути: неякісне сумішоутворення, особливо на початкових стадіях горіння палива; загальна нестача повітря; низька температура в топковому об'ємі котла, особливо в зоні догорання палива.

Якщо коефіцієнт надлишку повітря достатній і сумішоутворення в топках сучасних котлів якісне, то втрати теплоти з хімічною неповнотою згорання становлять: для камерного спалювання $q_3 = 0-0,5 \%$; для шарового спалювання $q_3 = 0,5-2 \%$.

Щоб знизити рівень q_3 , поліпшують умови змішування газів, особливо в зоні їх догорання, застосовуючи гостре дуття, і підвищують температуру в зоні горіння, підігрівши повітря, що подається в топку. Працюючи в розрахункових режимах, нормально експлуатуючи котел і добре спроектовану топку, втрати q_3 практично можна довести до нуля.

Втрати теплоти від механічної неповноти згорання q_4 для шарових топок залежать від теплової напруги топкового об'єму і пов'язані з тим, що паливо провалюється через решітку $q_{4пр}$, потрапляє в шлак $q_{4шл}$ і уносіться газами $q_{4ун}$. Втрати теплоти зі шлаком ($q_{4шл}$) зростають зі збільшенням зольності палива, зростанням теплової напруги топки і з переходом на спалювання палива з меншим виходом летких.

Втрати теплоти з провалом ($q_{4пр}$) залежать від сорту палива (відносно його спікливості), умісту в паливі дріб'язку і від конструкції колосникової решітки. Якщо використано так звану безперевальну колосникову решітку, то рівень $q_{4пр}$ не перевищує 0,5–1 %.

У камерних топках рівень q_4 переважно визначається теплотою $q_{4ун}$ і знаходиться в межах 0–0,5 %, причому верхня границя належить до твердих палив з малим виходом летких марок АСШ і ПА. Під час спалювання вугілля з великим виходом летких рівень q_4 не перевищує 0,5–1,5 %. Під

час спалювання твердих палив з рідким шлаковилученням втрати теплоти q_4 знижуються у зв'язку з кращими умовами вигорання частинок у межах топкового об'єму.

Втрати теплоти від зовнішнього охолодження q_5 виникають тому, що температура зовнішньої поверхні котла завжди вища за температуру навколишнього середовища, вони змінюються обернено пропорційно потужності котла.

Втрати теплоти з фізичною теплотою шлаку q_6 виникають тому, що шлак, який видаляється з топкового об'єму, має вищу температуру, ніж середовище, у яке його відводять.

Камерне спалювання палива з твердим шлаковиведенням зумовлює втрати теплоти q_6 , які враховують тільки, якщо спалюють високозольні палива, температуру шлаку приймають на рівні 600–700 °С. Для рідкого шлаковиведення температуру шлаку вибирають за довідковими таблицями палива. Під час шарового спалювання палива, а також камерного з рідким шлаковиведенням втрати теплоти q_6 сягають 1–2 % і вище.

Витрату палива B для виробництва теплоносія із заданими параметрами визначають з теплового балансу котла:

$$Q_{\text{кор}} = B Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{к.а}}^{\text{бр}}, \quad (4.7)$$

$$B = Q_{\text{кор}} / (Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{к.а}}^{\text{бр}}). \quad (4.8)$$

Основні показники роботи котелень можна розподілити на *технологічні*, що визначають функціональні залежності робочих процесів, *економічні* і *режимні*. Останні показники визначають за даними технічної та економічної звітності. Їх аналіз дозволяє установити причини відхилення від заданих нормативів, виявити і використовувати резерви виробництва і можливості підвищення рентабельності роботи.

Питому витрату умовного палива на тону виробленої пари даних параметрів (т/т) визначають із співвідношення

$$b_{\text{бр}} = \frac{B Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{D \cdot 29,4} 10^{-3}, \quad (4.9)$$

де D – кількість виробленої пари, т/міс. або т/рік.

Основними показниками режиму роботи котла є річний коефіцієнт робочого часу $\eta_{\text{т}}$, коефіцієнти використання теплової потужності котла $K_{\text{вик}}$ і кількість годин використання встановленої потужності τ_0 . Річний коефіцієнт робочого часу у відсотках визначають зі співвідношення

$$\eta_{\text{т}} = \frac{\tau_{\text{роб}}}{8760} 100 \% ; \quad (4.10)$$

коефіцієнт використання теплової потужності котлів у відсотках визначають зі співвідношення

$$K_{\text{вик}} = \frac{\sum D}{\sum D_0 \tau} 100\%, \quad (4.11)$$

де $\sum D$ – сумарне виробництво пари котлами, т/рік; $\sum D_0$ – сумарна номінальна потужність котлів, т/рік; τ – фактичний час роботи котлів, год.

Кількість годин використання встановленої потужності котлів визначає термін безупинної роботи котлів при їх номінальній потужності

$$\tau_0 = \sum D / \sum D_0. \quad (4.12)$$

Використання встановленої потужності котлів визначається графіком навантаження, резервною продуктивністю, надійністю встановленого устаткування тощо. Велика кількість годин використання встановленої потужності характеризує постійний режим роботи, меншу кількість зупинів агрегатів і меншу тривалість простою їх в ремонті або резерві. Зі збільшенням кількості годин використання встановленої потужності економічність котлів зростає. Зниження економічності роботи зі збільшенням кількості годин використання встановленої потужності вказує на роботу агрегатів з неекономічним навантаженням або на погіршення їх технічного стану.

Найважливішим підсумковим показником, що комплексно відображає технічний рівень стану устаткування експлуатації котлів, є собівартість відпущеної пари. Витрати на генерацію пари поділяють на змінні, що залежать від кількості виробленої пари, і постійні, що мало залежать від цього показника. Перемінні витрати складаються з витрат на паливо, електроенергію, воду і допоміжні матеріали, постійні – із заробітної плати з нарахуваннями, амортизації будинків, споруджень і устаткування, витрат на поточний ремонт й інші витрати.

Основною частиною собівартості пари є паливна складова, що може доходити до 70 %. Суттєвою складовою собівартості пари є також витрати на електроенергію для власних потреб під час роботи котла, які треба враховувати, починаючи з системи паливоподачі. Ураховують також вартість води на живлення котла і її очищення, вартість води на охолодження елементів устаткування, вартість мастильних і обтиральних матеріалів, куль і биток для млинів і дробарок та ін.

Враховують також витрати на заробітну плату, до яких включають усі витрати на утримання обслуговуючого персоналу, за винятком зайнятого ремонтом (ремонтні витрати відносять на рахунок амортизаційних відрахувань). Ці витрати залежать від ступеня механізації й автоматизації котельних установок. Складова заробітної плати знижується зі збільшенням кількості годин використання номінальної потужності агрегатів.

Амортизаційні витрати складаються з відрахувань від вартості будинків, споруджень і устаткування. Складова собівартості за амортизаційними відрахуваннями становить 6–12 %. Частка собівартості на поточ-

ний ремонт та інші витрати становить 10–15 % вартості пари і зменшується зі збільшенням кількості годин використання устаткування. Основними напрямками зниження собівартості пари є зменшення:

1) питомої витрати палива за рахунок підвищення ККД агрегатів і втрат палива;

2) витрати енергії на власні потреби котлів усуненням шкідливих опорів у системі пилоприготування, пароводяного і газоповітряного трактів, а також підтримкою оптимального режиму роботи устаткування;

3) чисельності обслуговуючого персоналу за рахунок комплексної механізації й автоматизації робочих процесів;

4) початкової вартості котельних установок за рахунок збільшення одиночної потужності, виготовлення агрегатів збільшеними блоками, застосування збірних будівельних конструкцій будинків і споруд тощо.

4.1.3. Топкові процеси і методи спалювання палива

Топкові процеси в енергетичних котлах характеризуються сукупністю складних явищ, які відбуваються одночасно, – перенесення теплоти, речовини і кількості руху за наявності хімічного реагування між паливом і окиснювачем. Як окиснювач в енергетиці використовують повітря або суміш повітря з продуктами згорання (за наявності рециркуляції димових газів). Енергетичне паливо можна використовувати в трьох агрегатних станах: твердому, рідкому або газоподібному. Залежно від агрегатного стану змінюється і механізм горіння палива.

Тверде паливо спалюють у вигляді сукупності частинок різної форми і розмірів в топковому об'ємі (факельне горіння) або в так званому насипному шарі (шарове горіння). У зв'язку з тим, що тверде паливо є термостійкою органічною речовиною, процес його горіння відбувається через ряд стадій. Основною стадією, що визначає інтенсивність процесу загалом, є стадія горіння так званого коксового залишку – вуглецю С, що залишився після завершення деструкції речовини частинки палива і виходу легких речовин. В основі процесу горіння частинок вуглецю лежать гетерогенні хімічні реакції взаємодії вуглецю з горючими газами, що оточують цю частинку, – O_2 , H_2O , CO_2 та ін.

Стадії горіння коксового залишку передують ряд етапів, що істотно впливають на процес загалом: підігрів і підсушка частинки палива, деструкція речовини палива з виділенням легких, займання та горіння легких тощо. Важливою особливістю горіння цих частинок є чітко визначена стадійність з різкою зміною характеру закономірностей розвитку кожної стадії в часі.

Загальний час горіння частинки (τ) складається з трьох складових:

$$\tau = \tau_{в.л} + \tau_{г.л} + \tau_{г.к}, \quad (4.13)$$

де $\tau_{в.л}$ – час виходу летких (від моменту введення частинки в зону горіння до моменту запалення летких); $\tau_{г.л}$ – час горіння летких (від моменту запалення до кінця їх горіння); $\tau_{г.к}$ – час горіння коксового залишку.

Здебільшого перші дві складові потребують не більше 10 % від загального часу горіння. Тому час горіння коксового залишку визначальний в топковому процесі.

Рідке паливо в топкових пристроях зазвичай спалюють в розпиленому стані у вигляді сукупності крапель в потоці повітря. Горіння рідкого палива завжди відбувається в паровій фазі, тому процесу горіння краплі завжди передують процес її випаровування.

Щоб забезпечити потрібну інтенсивність випаровування рідкого палива і його змішування з окиснювачем, вводячи в зону горіння, його розпилюють у потоці повітря з утворенням полідисперсного потоку дрібних крапель розмірами до 0,15...0,2 мм. Цим досягають великої питомої поверхні випаровування, а потім і горіння. Дрібні краплі палива швидко випаровуються і створюють газоповітряну суміш, що, запалюючись, утворює факел.

Процес горіння краплі рідкого палива також має стадійний характер. Основні стадії цього процесу: розпилювання палива, його випаровування й утворення газоповітряної суміші, займання і горіння цієї суміші.

У процесі горіння в перерізі паливно-повітряного струменя і по його довжині змінюються температура і концентрація палива й окиснювача.

Під час горіння важкого енергетичного палива (мазут і пічне паливо) утворюється додатково коксовий залишок у вигляді сажі і коксу, що вигорає так само, як і коксовий залишок від твердого палива. Розігріті частинки сажі і коксу в полум'ї зумовлюють світність факела. Газоподібні і тверді продукти розкладу мазуту, що виділяються в зоні, де концентрація кисню невелика, утворюють зону догорання палива, що істотно збільшує загальну довжину факела і сумарний час горіння палива.

Горіння газоподібного палива в потоці повітря відрізняється від горіння рідкого і твердого палива тим, що обидва реагуючі компоненти (паливо й окисник) знаходяться в одній газовій фазі. Тому можлива організація горіння цього палива як з повним (до молекулярного рівня) попереднім перемішуванням реагуючих компонентів, так і без такого перемішування, а також організація горіння газоповітряної суміші, що містить недостатню для повного згорання кількість повітря.

Горіння однорідної газової суміші відбувається стаціонарно у відповідній зоні потоку, у яку безупинно надходить горюча суміш і з якої також безупинно виводяться продукти згорання.

Процес горіння попередньо отриманої газоповітряної суміші відбувається в кінетичному (або близькому до нього) режимі.

Під час роздільного введення в топковий об'єм потоків газоподібного палива й окиснювача процес горіння відбувається в дифузійному режимі,

тобто в режимі з визначальним впливом масоперенесення на процес. Інтенсивність дифузійного спалювання палива залежить від досконалості сумішоутворення в самому факелі.

При турбулентному спалюванні паливо й окисник вводять в зону горіння через пальниковий пристрій роздільно. Частину повітря також можна вводити через сопла, розміщені поза пальниковим пристроєм.

Зазвичай поширені в енергетиці факельний і частково циклонний методи спалювання, які застосовують для всіх видів палива: твердих, рідких і газоподібних. Основним елементом топкового пристрою є пальник, що забезпечує подачу в зону горіння палива і дуттьового повітря, перебіг процесу сумішоутворення, стабілізації і інтенсифікації горіння, а також забезпечує оптимальну структуру факела в топковому об'ємі.

На практиці застосовують пальники трьох типів: вихрові, прямотечійні і плоскофакельні. На рис. 4.8 наведено один з можливих варіантів вихрового пальника.

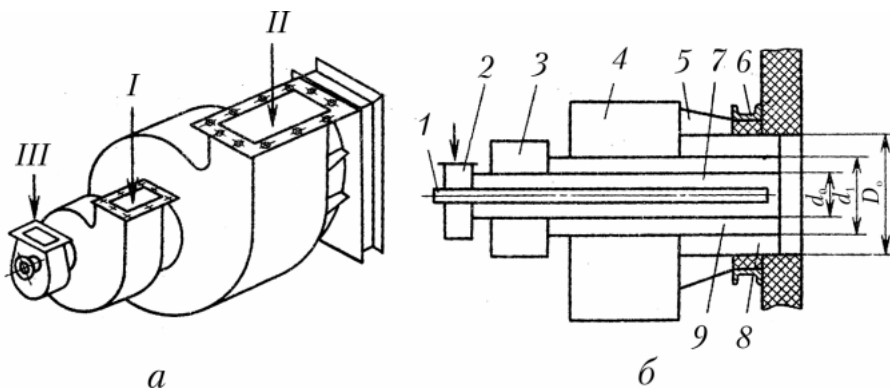


Рис. 4.8. Вихровий (равликівий) пальник: *a* – загальний вигляд; *I* – канал для вводу форсунки; *2* – подання охолоджувального агента; *3* – равлик первинного повітря; *4* – подання вторинного повітря; *5* – ребро жорсткості; *6* – елемент кріплення; *7* – канал подання охолоджувального повітря; *8* – канал подання вторинного повітря; *9* – канал подання первинного повітря; *б* – осьовий переріз; *I-III* – подання відповідно первинного, вторинного й охолоджувального повітря

4.1.4. Допоміжні системи і пристрої котельних установок

Допоміжні системи і пристрої котельних установок містять: систему транспорту і паливopідготовки, систему водopідготовки і водного режиму, систему золовловлювання й очищення димових газів, систему тягодуттьових пристроїв, насоси живильної води, димову трубу.

Котельну установку також обладнують різними регулювальними запорними і захисними пристроями, а також системою автоматичного регулювання, що підвищує економічність і надійність її роботи. Потреба в тих або тих допоміжних пристроях і їх елементах залежить від призначення котельної установки, виду палива і способу його спалювання.

Системи пилоприготування у процесі спалювання вугілля складаються з пристроїв подрібнення і сушіння палива, його дозування, транс-

портування і нагромадження. Середовище, що використовується для сушіння палива, називають сушильним агентом. Як сушильний агент палива можна використовувати гаряче повітря, гарячі продукти згорання, водяну пару або їх суміші. Газоподібне середовище з випареною вологою після процесу сушіння вугілля називають відпрацьованим сушильним агентом.

За типом зв'язку розмелювальних пристроїв з котлами розрізняють два види систем пилоприготування: центральні та індивідуальні. У *центральных системах пилоприготування* сушіння і розмел вугілля винесено за межі котельних цехів. Іноді сушіння виконують на сушильному заводі.

В *індивідуальних системах пилоприготування* пристрої для розмелу і сушіння вугілля знаходяться в котельному цеху і пов'язані з роботою котла як у часі, так і за сушильним агентом (повітря або продукти згорання, що забирають з котла).

Індивідуальні системи пилоприготування найбільше поширені. Їх поділяють на системи з прямим вдувом пилу і з проміжними бункерами готового пилу. У системах прямого вдуву вугільний пил після сушіння подається до пальників топкової камери. У системах з проміжними бункерами пил після відділення від сушильного агента нагромаджується в бункерах.

Вибір типу млинів визначається типом твердого палива. На котел установлюють не менше двох млинів.

Розмелювальні пристрої розрізняються за принципом подрібнення і швидкістю руху подрібнювальних органів.

Молоткові млини широко використовують для підготовки до спалювання кам'яного вугілля зі значним виходом летких ($V_d^r \geq 30\%$), бурого вугілля, сланців і фрезерного торфу. Вони належать до швидкохідних млинів, мають частоту обертання $9,8 \dots 16,5 \text{ с}^{-1}$. Млини-вентилятори також належать до швидкохідного типу млинів (частота обертання $9,8 \dots 24,5 \text{ с}^{-1}$).

Шарові барабанні млини встановлюють у системах пилоприготування для абразивного вугілля з низькою розмельністю, а також щоб одержати тонке мливо (антрацити, напівантрацити, деяке кам'яне і буре вугілля). Вони мають знижену чутливість до наявності металу, є універсальними і можуть працювати на будь-якому паливі. Їх відносять до тихохідного типу млинів (частота обертання $0,25 \dots 0,4 \text{ с}^{-1}$).

Системи водопідготовки і водяного режиму котельної установки забезпечують хімічну підготовку живильної води і відновлення втрат конденсату за рахунок відповідної обробки природної води, що містить ту або ту кількість шкідливих для роботи котла домішок (розчинених солей і газів і нерозчинених завислих речовин). Найшкідливішими є *солі жорсткості* (різні сполуки кальцію і магнію, розчинність яких у воді не-

значна) і *корозійноактивні гази* (кисень і вуглекислий газ). Солі жорсткості, що відкладаються на поверхнях нагріву, створюють щільний шар накипу. Речовини, що кристалізуються в об'ємі води, утворюють завислі в ній частинки у вигляді шламу. Теплопровідність накипу (0,1...0,2 Вт/мК) в багато разів менша від теплопровідності металу, тому через накип малої товщини різко погіршується теплопередача від газів до води і підвищується температура стінок труб. Це, у свою чергу, знижує економічність котла в результаті підвищення температури димових газів і зменшує строк служби металевих стінок поверхонь нагріву.

Щоб запобігти відкладенню накипу, природну воду попередньо спеціально обробляють: освітлюють – видаляють механічні домішки відстоюванням і фільтруванням; пом'якшують – видаляють накипоутворювачі і деаерують – видаляють розчинені у воді гази.

У процесі пароутворення концентрація солей води, що знаходиться в об'ємі котла, збільшується. Для підтримки її на сталому рівні, що виключає випадання солей з розчину, застосовують безупинну або періодичну продувку, під час якої з барабана котла виводиться деяка частина води з великою концентрацією солей.

Для котлів малої потужності використовують лише внутрішньокотлову обробку води, коли в живильну воду добавляють хімічні речовини – антинакипіни, що вступають в реакцію з солями і сприяють випаданню їх в вигляді шламу, який видаляють продувкою.

Щоб зменшити винесення солей з парою і небажане відкладення їх в трубах пароперегрівника і проточної частини турбіни, застосовують сепарацію пари в спеціальних пристроях барабана котла, що забезпечують відділення крапель води від пари.

Система очищення газів існує у зв'язку з тим, що в продуктах згорання палива містяться шкідливі для навколишнього середовища токсичні складові: летка зола, оксиди сірки SO_2 і SO_3 і азоту NO і NO_2 . Під час роботи котельної установки на твердому паливі обов'язково треба застосовувати золовловлювачі. За принципом дії золовловлювачі поділяють на механічні сухі і мокрі й електростатичні. Механічні сухі золовловлювачі циклонного типу відокремлюють частинки від газу за рахунок відцентрових сил під час обертального руху потоку. Ступінь вловлювання золи в них 75–80 % при гідравлічному опорі 0,5...0,7 кПа.

Механічні мокрі золовловлювачі являють собою вертикальні циклони з водяною плівкою, що стікає по стінках. Ступінь вловлювання золи в них дещо вищий, ніж в механічних, і перевищує 80–90 %. Електрофільтри забезпечують високий ступінь очистки газів (95–99 %) при гідравлічному опорі 150...200 Па без зниження температури і зволоження димових газів.

Газоповітряні допоміжні пристрої (вентилятори, димососи) подають повітря на горіння в топку котла й евакуюють продукти згорання.

Тяга може бути природною і штучною. *Природна тяга* виникає в димарі внаслідок різниці густини атмосферного повітря і гарячих газів в димарі.

В установках з великим гідравлічним опором газового тракту, коли димар не забезпечує природної тяги, застосовують *штучну тягу*, установлюючи димососи за котлом (після золовловлювача). Розрідження, створюване димососом, визначається гідравлічним опором газового тракту і потребою підтримувати розрідження в топці на рівні 20...30 Па. В невеликих котельних установках розрідження, створюване димососом, становить 1...2 кПа, а в потужних – 2,5...3 кПа.

Для подачі повітря в топку і подолання гідравлічного опору повітряного тракту (повітроводів, повітропідігрівника, шару палива або пальників) перед повітропідігрівником установлюють вентилятори. Опір повітряного тракту котла малої потужності становить 1...1,5 кПа, великої – 2...2,5 кПа.

Система автоматичного регулювання котельних установок забезпечує зміну навантаження установки, зберігаючи задані параметри (тиск і температура пари) і максимального ККД установки. Крім того, ця система підвищує безпеку, надійність і економічність роботи котла, скорочує кількість обслуговуючого персоналу і полегшує умови його роботи. Автоматичне регулювання котла включає регулювання подачі води, температури перегрітої пари і процесу горіння. Живлення котла можна регулювати, щоб забезпечити відповідність між витратами води, що подається в котел, і виробленої пари, що характеризується сталістю рівня води в барабані.

У котельних установках, які працюють на пилоподібному паливі, можна також регулювати роботу системи пилоприготування регулятором завантаження млинів, що забезпечують сталість завантаження кульових барабанних млинів, і регулятором температури пилоповітряної суміші за млином.

4.1.5. Особливості експлуатації котельних установок.

Організація керування котлами

Система керування котла має забезпечувати його роботу з заданими оптимальними техніко-економічними показниками. Вирішення цього завдання визначається досконалістю комплексу устаткування котельної установки, а також кваліфікацією і досвідом персоналу.

Розрізняють *індивідуальне, групове і централізоване* керування котельними установками.

Індивідуальна система керування передбачає, що кожний котел обслуговує черговий з одним-двома помічниками, які виконують усі потрібні операції.

Групове і централізоване керування означає, що черговий і його помічники обслуговують групу або всі котельні установки цього об'єкта. Котельні установки середньої і великої потужності крім чергових обслуговують також обхідники, що контролюють роботу елементів устаткування на місці їх установки. Експлуатація котельних установок малої і середньої потужності переважно частково централізована. При цьому потрібні пристрої і прилади зосереджують на щитах керування, що розміщуються на рівні основної площадки обслуговування котлів, а також на щитах керування живильної установки, системи паливоподавання, золовиведення.

Розвиток централізації керування на потужних електростанціях зумовив обслуговування всього устаткування блока *котел – турбіна* черговим персоналом з одного щита керування.

У сучасних котельних установках система керування включає такі технічні підсистеми: інформаційну, сигналізацій, дистанційного й автоматичного керування, автоматичного регулювання, технологічного захисту і блокувань.

Ступінь оснащення котельних установок цими підсистемами визначається їх призначенням (виробничі й опалювальні котельні установки, котли електростанцій), потужністю й умовами роботи. Загальною тенденцією розвитку автоматизації котельних установок є перехід від автоматизації окремих процесів операцій до їх повної, комплексної автоматизації, що особливо наочно виявляється на потужних сучасних електростанціях.

Експлуатація котлів має забезпечувати надійне й економічне виробництво теплоносія (пари або гарячої води) потрібних параметрів і безпечні умови праці персоналу. Щоб дотримати цих вимог, треба експлуатувати котел згідно із чинними законами, положеннями, правилами, нормами і керівними вказівками.

Котли експлуатують відповідно до виробничих завдань за графіком виробництва теплоносія, витрат палива й електроенергії на власні потреби. Кожний котел має свій номер, усі комунікації фарбують у потрібний колір, установлений стандартом. Установка котлів у приміщенні має відповідати правилам Держмісттехнадзору, вимогам техніки безпеки, санітарно-технічним нормам, вимогам пожежної безпеки та ін. Експлуатацію котла поділяють на такі періоди: підготовка і пуск у роботу; обслуговування під час роботи; останов працюючого агрегату; утримання в неробочому стані; ремонт агрегату. Під час ремонту агрегат перебуває у розпорядженні ремонтного персоналу, а в усі інші періоди – у розпорядженні чергового персоналу.

Порядок пуску та зупину котла встановлено інструкцією. Перед прогріванням котла проводять його зовнішній огляд, щоб переконатися в справності всіх елементів устаткування і готовності до пуску. Усі повітряні крани мають бути відкриті, а всі продувні і спускні пристрої закриті, за винятком клапанів для продування пароперегрівника і системи ре-

циркуляції води в економайзері. Котел наповнюють живильною деаерованою водою, температура якої на початку заповнення 60...70 °С, а наприкінці – не вище 100 °С.

Нерівномірний прогрів барабана котла під час швидкого наповнення його гарячою водою може спричинити небезпечні температурні напруги всередині його стінок. Щоб уникнути виникнення великих внутрішніх напруг в металі барабана, заповнювати котел водою треба при середньому тиску протягом 1–1,5 год, при високому тиску – протягом 1,5–2,5 год. Заповнювати котел водою слід до нижньої позначки водомірного скла, тому що з початком випаровування рівень її підвищиться. Газоходи котла перед прогрівом треба провентилювати протягом 10–15 хв за рахунок природної тяги або включення в роботу димососа. Після заповнення водою котла, вентиляції газоходів і продувки газопроводів запалюють газові пальники, розтоплювальні мазутні форсунки або шар твердого палива на решітці. Одночасно спостерігають за щільністю водяного тракту котла за рівнем води у водомірному склі. З підвищенням тиску, після того як з повітряних і захисних клапанів почне виходити пара, їх треба закрити. Продувку водомірних приладів роблять при тиску 0,05...0,1 МПа. За наявності обхідного газоходу продукти згорання пропускають повз економайзер. Якщо такої можливості немає, то треба вмикати лінію рециркуляції води. Щоб уникнути корозії повітропідігрівників, вентилятори треба вмикати при температурі продуктів згорання не менше 120 °С або повітря пропускати повз них. Топкова камера має прогріватися рівномірно, для чого слід одночасно симетрично вмикати декілька пальників або форсунок.

Барабанний котел середнього тиску треба прогрівати протягом 2–4 год, високого тиску – протягом 4–5 год, прямотруминного котла – протягом 1–2 год. Вмикати котел, якщо він працює на загальний паропровід середнього тиску, треба при рівні тиску 0,05...0,1 МПа, а високого тиску – на 0,2...0,3 МПа менше, ніж у загальному паропроводі.

Обслуговування під час робіт. Цю функцію виконує персонал відповідно до режимної карти, у якій зазначено рекомендовані технологічні та економічні показники роботи котла в умовах різних навантажень: тиск і температура пари і живильної води, уміст шкідливих домішок у димових газах, температура димових газів і розрідження в газовому тракці, коефіцієнти надлишку повітря і його тиску у повітряному тракці та ін.

На електростанціях, згідно з правилами технічної експлуатації (ПТЕ), допустиме коливання тиску пари в межах $\pm 0,3...0,5$ МПа, температури перегрітої пари в межах $\pm 10...15$ °С при номінальному її значенні 440 °С і в межах $\pm 5...10$ °С при рівнях номінальних температур 540...570 °С.

Регулювати температуру пари у відповідних межах можна зміною положення та структури факела в топці або зміною коефіцієнта надлишку

повітря. Зовнішні забруднення поверхонь нагріву усувають за допомогою наявних пристроїв (обдувних, вібраційних і дробових) за розробленим графіком. Забруднення поверхонь нагріву контролюють за температурою димових газів і гідравлічним опором газового тракту.

Треба стежити за справністю всього устаткування і не рідше одного разу за зміну перевіряти справність дії манометрів, захисних клапанів і водовказувальних приладів.

Зупин котла виконують за графіком приблизно в такій послідовності: припиняють подання твердого палива з пилосистем або відключають подання газу до пальників і мазуту до форсунок. Після припинення горіння в топці вимикають котел від парової магістралі і відчиняють продувку пароперегрівника на 40–50 хв; повільно, протягом 4–6 год, розхолоджують котел, після цього вентилюють газоходи за допомогою природної тяги, а також продувають котел. Через 8–10 год після зупину повторюють продувку і, якщо треба прискорити охолодження, то пускають димосос; через 18–24 год після зупину при температурі води 70...80 °С допустимо повільно спустити її з котла. У період зупину спостерігають за рівнем води в барабані і, якщо треба, підживлюють котел живильною водою.

Якщо нормальну роботу котла порушено внаслідок несправностей, що можуть спричинити аварію, а також у разі аварії, котел треба негайно зупинити. Послідовність операцій аварійного зупину котла така само, як і планового, тільки зі зменшеними часовими інтервалами. Зокрема, треба аварійно зупинити котел, негайно відключивши його від парової магістралі у таких випадках:

- підвищення тиску понад припустиме значення (особливо якщо він продовжує збільшуватися, незважаючи на вжиті заходи);
- зниження рівня води в барабані і переповнення його водою;
- припинення дії всіх водомірних приладів, манометрів або живильних насосів;
- виявлення істотних ненормальностей у роботі котла: шуму, ударів, стукоту, вібрації, руйнування кладки і розігріву каркасу, горіння палива в газоходах тощо.

Якщо треба зупинити котел на тривалий термін (більше 10 діб), то його треба захистити від корозії, яка виникає внаслідок впливу кисню і вологи повітря.

Ремонт котла. У процесі роботи елементи і частини котла нерівномірно зношуються, тому треба систематично робити його ремонт: капітальний – через кожні 3–5 роки і поточний – через 1–2 роки. За умови вдосконалювання устаткування і поліпшення умов експлуатації міжремонтний період збільшується.

Основними завданнями ремонту котла і його допоміжного устаткування є усунення причин, що зумовлюють аварії або неполадки; заміна

зношених або відновлення пошкоджених деталей; проведення заходів щодо підвищення надійності та економічності роботи агрегату і збільшення терміну служби деталей і механізмів. Усі ремонтні роботи треба виконувати згідно зі спеціальними інструкціями і вказівками.

До ремонту слід провести всі підготовчі роботи, зокрема, скласти докладні відомості дефектів, виявлених у результаті зовнішнього і внутрішнього оглядів устаткування, а також розробити сітьовий графік виконання робіт.

Нагляд за котлами з метою запобігання аваріям виконує Держмісттехнадзор, оглядаючи їх у встановлені терміни. Є три види огляду: зовнішній, внутрішній і гідравлічне випробування.

Зовнішній огляд виконують інспектори, не припиняючи роботи котла, не рідше одного разу на рік. Обстежують загальний стан агрегату і приміщення, у якому його встановлено. При цьому звертають увагу на стан обмурівки, топки, паропроводів, арматури та ін. Контролюють знання персоналом правил технічної експлуатації й інструкцій.

Внутрішній огляд проводять не рідше одного разу на чотири роки. Крім загального стану устаткування, під час його експлуатації перевіряють стан стінок барабанів і поверхонь нагріву, щільність газоходів та ін.

Гідравлічне випробування котла проводять один раз на вісім років. Після внутрішнього огляду котла звільняють від ізоляції усі шви барабанів, колекторів штуцерів, фланців тощо.

Результати огляду котла фіксують у його паспорті, у якому мають бути опис установки, креслення, заводські акти, результати випробувань і дані заводу на її основні елементи. При незадовільному стані установки інспектор Держмісттехнадзору має право заборонити її подальшу експлуатацію.

4.1.6. Подальший розвиток котельної техніки

Котельна техніка розвивається у таких напрямках:

1) збільшення одиничної потужності агрегатів і підвищення параметрів пари, що знижує капітальні витрати і зменшує питому витрату палива на виробництво електроенергії в паротурбінних установках, а також інтенсифікує технологічні процеси, якщо пару використовують як теплоносії;

2) спеціалізація котлів за призначенням, зокрема для технологічних агрегатів, а також за паливом, що дає можливість забезпечити оптимальні техніко-економічні показники їх роботи в конкретних умовах;

3) застосування якісніших і нових матеріалів для виготовлення котлів, удосконалювання і модульна уніфікація елементів котлів і допоміжного обладнання, що підвищує надійність їх роботи і зменшує капітальні витрати;

4) застосування раціональних конструкцій топкових пристроїв і оптимізація процесів спалювання палива, систем пилоприготування, тягодутьо-

вих установок, що знижує теплові втрати котлів і витрати електроенергії на власні потреби;

5) використання ефективніших систем золовловлювачів і установок для очищення продуктів згорання від оксидів сірки й азоту, що дає можливість зменшити шкідливі викиди в атмосферу;

б) підвищення теплової економічності котельних установок за рахунок використання прихованої теплоти пароутворення зі зниженням температури димових газів;

7) подальший розвиток застосування ЕОМ для комплексної автоматизації роботи котлів, що підвищує їх надійність і економічність роботи.

4.1.7. Котельні установки – основне базове джерело генерації енергії для малої енергетики України

Споживання теплової енергії в Україні характеризується такими особливостями.

По-перше, існуючий житловий фонд України і нове будівництво характеризуються великою неоднорідністю, що позначається на умовах забезпечення приватних та комунальних об'єктів тепловою й електричною енергією. Питання економного й ефективного використання цих видів енергії особливо актуальні для України, що споживає імпортоване паливо.

По-друге, промислові підприємства різнопланові щодо випуску продукції, особливостей виробництва і розміщення сировини. У багатьох випадках це не дозволяє використовувати на них електроенергію і теплоту, отриману централізованим шляхом на ТЕЦ. Крім того, якщо підприємство значно віддалено від ТЕЦ, то стає економічно не вигідним транспортування до нього гарячого теплоносія.

По-третє, багато ТЕЦ України відпрацювали свій ресурс, підлягають глибокому відбудовному ремонту і є основним джерелом забруднення атмосфери. Крім того, більшість розподільних теплових мереж знаходяться в поганому технічному стані і призводять до значних втрат теплоти. Тому питання реалізації децентралізованого енергозабезпечення як житлового фонду, так і промислових об'єктів є актуальним.

Децентралізоване виробництво електроенергії і теплоти підвищує загальну ефективність виробництва за рахунок таких чинників: усунення втрат під час транспортування теплоносія; регулювання теплового навантаження за часом доби або порою року залежно від реальної потреби; застосування високоефективних котельних установок, що з'явилися на ринку в останні декілька років; утилізації низькопотенційного тепла в когенераційних установках. Іноді установки децентралізованого виробництва енергоресурсів можуть замінити вугільні і мазутні котельні, помітно знижуючи при цьому викиди оксидів азоту й інших забруднювачів.

Розрізняють такі системи децентралізованого опалення: *індивідуальні* з установкою настінних або підлогових котлів невеликої потужності (8...30 кВт) у кожній окремій квартирі, що являють собою граничний ступінь децентралізації опалення; *домові* з установкою котлів середньої потужності (150...1 000 кВт) на горищних або в прибудованих до будинків приміщеннях; *блокові* районні котельні, системи опалення промислових споруд інфрачервоними випромінювачами, а також когенераційні установки.

Підходи до проектування енергетичних систем різні для кожного конкретного об'єкта і залежать від багатьох чинників: типу об'єкта, наявності в регіоні центральних систем енергопостачання, об'ємів споживання електричної і теплової енергії та їх співвідношення, можливості постачання визначеного виду палива, цін на устаткування й енергоносії. З порівняння капітальних витрат на створення систем централізованого опалення і будівництво блокових районних котельних з системою індивідуального поквартирного опалення найбільш капіталоемними виявляються блокові районні котельні. Якщо вважати їх вартість за 100 %, то вартість централізованого опалення становитиме 86 %, а систем індивідуального опалення – 47 %.

Слід також урахувувати наявність витрат на утримання обслуговуючого персоналу систем центрального і блочного опалення, наявність складної системи контролю, обліку і розподілу витрат порівняно з безвитратною експлуатацією систем індивідуального опалення. При цьому відповідає проблема обліку теплової енергії, враховують тільки витрату газу. Залежно від місцевих тарифів економія коштів при квартирному опаленні може досягати 40 %.

Індивідуальне опалення. Системи індивідуального поквартирного опалення широко застосовують в Україні для опалення приватних будинків у сільській місцевості й у передмісті.

Котли можуть бути як підлогові, так і настінні, невеликих розмірів. Вони складаються з трьох блоків: власне котла з безшумним циркуляційним насосом, розширювального бачка і контуру гарячого водопостачання. Безпеку роботи забезпечують декілька систем контролю, які дублюють одна одну.

Установлену потужність індивідуального котла вибирають з розрахунку приблизно 1 кВт на 10 м² опалювальної площі, що відповідає витраті природного газу 0,1 м³/г. В Україні настінні котли не випускають.

Близько 100 підприємств в Україні виробляють підлогові котли потужністю від 8 до 100 кВт. Як паливо в них найчастіше використовують природний газ або рідке чи тверде паливо. Безпека роботи котлів підтримується автоматично. Деякі конструкції котлів оснащено складною сис-

темою регулювання співвідношення газ – повітря. Котли можуть мати вбудований або окремо розміщений бойлер для гарячого водопостачання.

Котли імпортного виробництва відрізняються поліпшеним дизайном, а деякі з них мають сучасні системи регулювання, зокрема програмне забезпечення. Так, системи *Bosch Thermotechnic* дозволяють управляти котлами залежно від погодних умов і програмувати температуру в помешканні на декілька місяців уперед, що дозволяє заощаджувати до 20 % газу за опалювальний сезон.

Будинкові котельні. Ще один варіант децентралізації – опалення окремих будинків або під'їздів багатоквартирних будинків. Для цієї мети використовують котли середньої потужності (150...1000 кВт) або блоки котлів меншої потужності.

Характерною властивістю котлів цієї серії (рис. 4.9) є інтенсифікація теплообміну в радіаційній зоні за рахунок установки вторинних випромінювачів з жаростійких керамічних елементів і застосування в конвективній зоні багатоходових пучків з біметалічних оребрених труб. Це істотно знижує масогабаритні характеристики котлів. Котли мають вертикальне і горизонтальне виконання, що дає проєктантам свободу вибору розміщення котлів на дахах або в прибудованих до будинків спорудах.

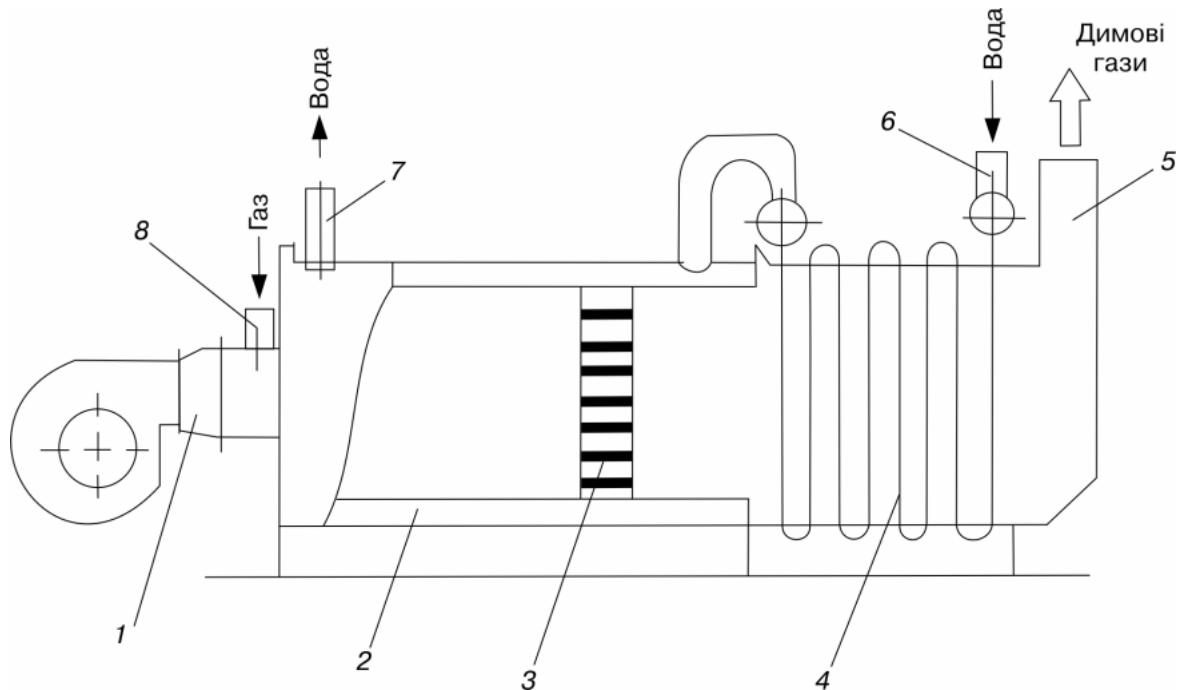


Рис. 4.9. Агрегат опалювальний серії АОМ (розробка Інституту газу Національної академії наук України): 1 – блочний газовий пальник; 2 – водоохолоджувальна топкова камера; 3 – проміжний випромінювач; 4 – водотрубний конвективний пучок; 5 – вихлопний патрубок; 6 – патрубок для входу води; 7 – патрубок для виходу нагрітої води; 8 – газовий патрубок

Ефективність котлів підвищується із застосуванням комбінованих поверхнево-контактних водогрійних котлів серії КАОМ (рис. 4.10).

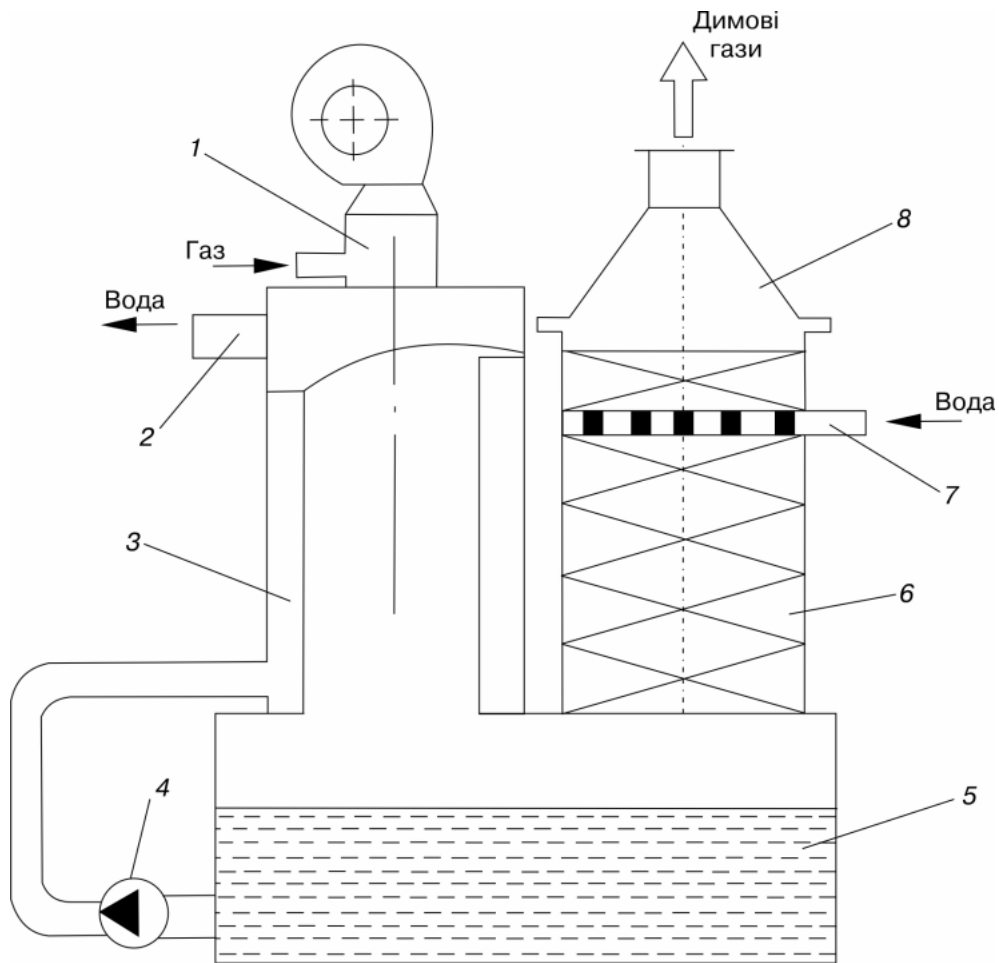


Рис. 4.10. Контактний водогрійний агрегат КАОМ (розробка Інституту газу Національної академії наук України): 1 – блочний газовий пальник; 2 – патрубок нагрітої води; 3 – водоохолоджувальна топкова камера; 4 – насос циркуляційний; 5 – бак водяний; 6 – контактна камера; 7 – патрубок подачі води; 8 – вихлопний патрубок

Такі агрегати поєднують нагрів води через трубчасті поверхні топкової камери з прямим контактом зворотної води і гарячими продуктами згорання. За принципом дії вони аналогічні конденсаційним котлам. Відмінністю є те, що конденсація пари з продуктів згорання відбувається в контактній насадці.

Під час спалювання 1 кг природного газу в котлі утворюється більше 2 кг води за рахунок окиснювання водню метану. Точка роси для продуктів згорання природного газу з теоретичного співвідношення *газ – повітря* становить 53 °С. При температурі зворотної сітьової води близько 50 °С відбувається конденсація водяної пари з продуктів згорання і тим самим реалізація вищої теплоти згорання палива.

Різниця між нижчою і вищою теплотою згорання становить приблизно 11 %. Це потенціал підвищення ефективності котлів, наданий самою

природою. ККД конденсаційних (контактних) установок за вищою тепловою згорання дорівнює 94–96 %.

Водонагрівники КАОМ можна також використовувати для групового опалення в системах, обладнаних бойлерними, тоді, коли в систему треба подавати воду під тиском при температурі понад 100 °С.

Для опалення комплексів житлових і виробничих приміщень можна використовувати установки прямого контактного нагріву і контактнопверхневі установки. У них також використовують вищу теплоту згорання. Їх перевагою є те, що в них вода нагрівається під атмосферним тиском, тому ці установки не підлягають реєстрації у котлонагляді. Принципові схеми контактних і контактнопверхневих нагрівників наведено на рис. 4.11, 4.12.

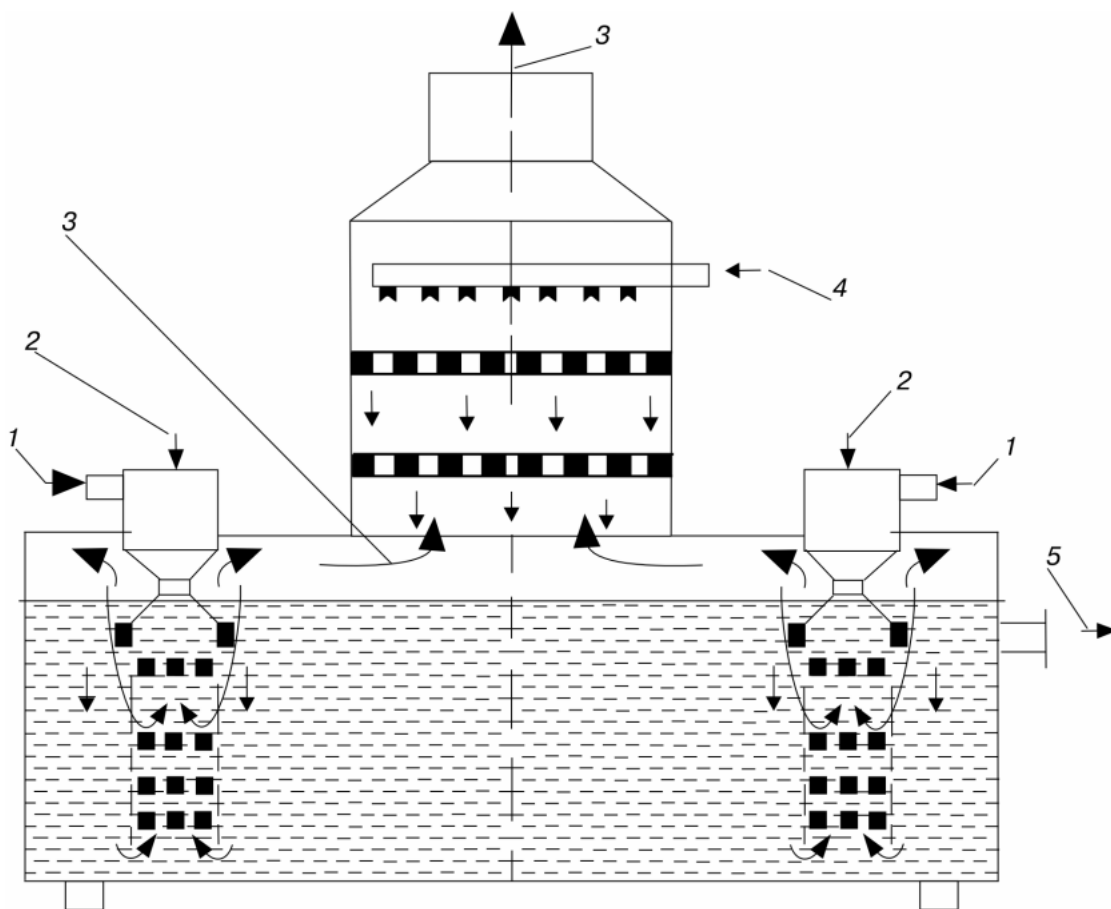


Рис. 4.11. Принципова схема контактного нагрівника зануреного типу (розробка Інституту газу Національної академії наук України): 1 – повітря; 2 – паливний газ; 3 – продукти згорання; 4 – зворотна вода; 5 – гаряча вода

У контактному нагрівнику газ спалюється безпосередньо під шаром води; водяна пара з продуктів згорання конденсується послідовно у шарі води і в контактному теплообміннику, установленому над водною поверхнею. У контактнопверхневому нагрівнику спалювання газу відбувається в камері згорання, зануреній у шар води. Основний теплообмін відбу-

вається контактним способом у насадці, де вода нагрівається приблизно до 85 °С, а додатковий нагрів відбувається через стінки камери згорання. Такі нагрівники забезпечують підігрів води до 90...95 °С. ККД таких нагрівників, розрахований за вищою теплотою згорання, знаходиться в межах 92–96 %. Вони досить компактні; модуль потужністю 1 МВт потребує площі 2,2 × 2,2 м², висота його 3 м.

У районних котельнях застосовують котли більшої потужності, які поділяють на водо- і жаротрубні. Найчастіше використовують водотрубні котли. Котли цього типу переважно застосовують для одержання пари або гарячої води високого тиску і великої встановленої потужності. Жаротрубні котли використовують для тисків, менших від 2 МПа, і потужностей до 1...7 МВт.

В умовах країн Центральної і Східної Європи економічна границя відстані подачі гарячої води в районних теплових мережах становить 7 км.

Променисте опалення використовують для обігріву великих виробничих приміщень, ангарів, залів для глядачів, спортивних споруд (тенісних кортів, льодових стадіонів, плавальних басейнів), церков, гаражів, складських приміщень або тільки робочих місць у приміщеннях такого типу. Застосування газових інфрачервоних випромінювачів характеризується швидким монтажем, можливістю перерозподілу зон обігріву і можливістю забезпечення економії газу (близько 40 %) порівняно з автономним водяним опаленням. Такі випромінювачі бувають двох типів – «світлі», у яких спалювання газу відбувається на керамічній поверхні випромінювача, і «темні», де газ спалюється всередині труб, що випромінюють тепловий потік. Під час використання «світлих» випромінювачів продукти згорання викидаються безпосередньо в приміщення, тому треба забезпечити надійну вентиляцію.

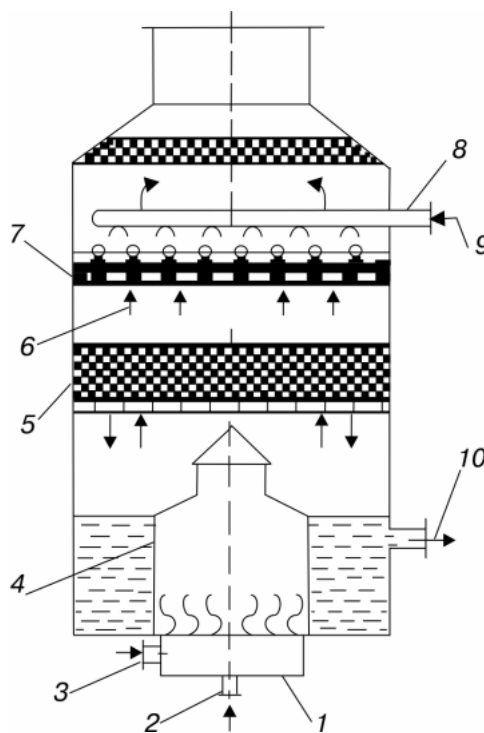


Рис. 4.12. Принципова схема контактної поверхневої насадки: 1 – пальник; 2 – паливний газ; 3 – повітря; 4 – камера згорання; 5 – контактна насадка; 6 – продукти згорання; 7 – пінна пластина; 8 – розбризкувач; 9 – зворотна вода; 10 – гаряча вода

Газові інфрачервоні випромінювачі використовують двох типів: підвісні і настінні. Імпортні випромінювачі додатково обладнано тягодутьовими пристроями.

Автоматизований настінний газовий нагрівник (рис. 4.13) потужністю до 15 кВт і масою 96 кг забезпечує створення локальних робочих зон з комфортними температурними умовами на площі 50...100 м² (рис. 4.14).

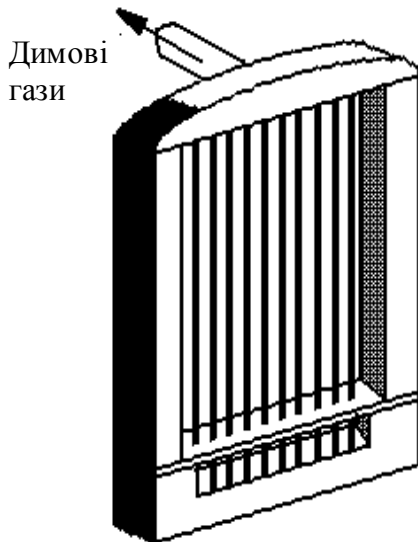


Рис. 4.13. Газовий настінний радіатор низького тиску

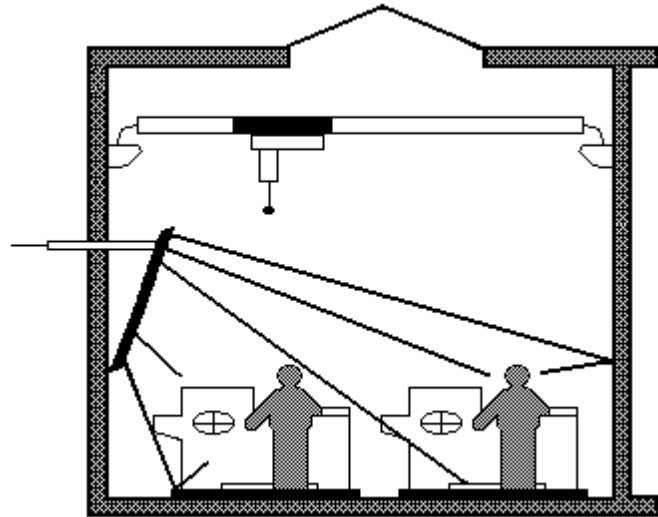


Рис. 4.14. Схема розміщення радіатора в умовах цеху

Питома витрата теплоти на обігрів цеху у разі променистого опалення може бути в чотирирази менша, ніж у разі традиційного водяного опалення.

Когенерація є одним з ефективних методів енергопостачання будинків і споруд за рахунок спільного виробництва електричної і теплової енергії. Вона полягає у використанні газових двигунів внутрішнього згорання або газових турбін для приводу електрогенераторів з одночасним використанням теплоти відпрацьованих газів, води й охолоджувачів масла для комунальних і промислових споживачів. При цьому максимально використовують хімічну енергію палива, знижується рівень забруднення навколишнього середовища, зменшуються втрати під час передачі енергії і підвищується рівень надійності енергозабезпечення споживачів завдяки близькому розміщенню джерел енергоресурсів.

Когенерація все більше поширюється в європейських країнах. Модульні когенераційні установки на природному газі споруджують найчастіше для об'єктів суспільного користування (великих офісних будинків, шкіл, лікарень тощо) і для районних котелень.

Теплофікаційний ККД когенераційного модуля знаходиться в межах 85–90 %. Відношення виробленої електричної енергії до теплової стано-

вить 0,6...0,7 і залежить від типу модуля. Недоліком когенераційних модулів є вузькі межі регулювання (приблизно 70–100 % від номінальної потужності), що обмежує їх застосування.

Когенераційні установки вигідно застосовувати на об'єктах, де потреба в електроенергії і теплоті постійна і знаходиться в співвідношенні 3:1.

Контрольні питання

1. Призначення і класифікація котельних установок.
2. Особливості технологічної схеми виробництва водяної пари та гарячої води.
3. Особливості складу і призначення устаткування котельної установки.
4. Особливості пароводяного тракту котлів.
5. Тепловий баланс і теплова економічність котельної установки.
6. Загальні характеристики та техніко-економічні показники роботи котельних установок.
7. Загальні особливості топкових процесів і пристроїв.
8. Основні методи спалювання органічного палива.
9. Перелік і характеристика допоміжних систем і пристроїв котельних установок.
10. Організація керування роботою котлів.
11. Особливості експлуатації і ремонту котлів.
12. Загальні напрями розвитку котельної техніки.
13. Особливості малої енергетики України.
14. Характеристика децентралізованого опалення.
15. Основні конструктивні схеми водогрійних котлів індивідуального призначення.
16. Особливості променистого та когенеративного енергопостачання.

4.2. Паротурбінні, газотурбінні і комбіновані установки

4.2.1. Загальні положення

Паротурбінні установки (ПТУ) є основою сучасної енергетики. Їх застосовують як базові установки для виробництва електричної і теплової енергії.

Якщо виробляють тільки електричну енергію (рис. 4.15), то застосовують конденсаційні ПТУ, якщо електричну й теплову – теплофікаційні ПТУ (які мають регульовані відбори пари 4, що йде на теплопостачання).

Основними елементами ПТУ є: котел 1, турбіна 2, електрогенератор 3, конденсатор 5, циркуляційний 6, конденсатний 7 і живильний 9 насоси, бак живильної води 8 і охолоджувач циркуляційної води 10. У такій

установці хімічна енергія палива, яке спалюють у топці котла, перетворюється в теплову енергію і передається (через радіаційні і конвективні поверхні нагріву котла) живильній воді. У результаті утворюється насичена пара, що перегрівається в пароперегрівачі і далі надходить при відповідному тиску p_0 і температурі t_0 до парової турбіни.

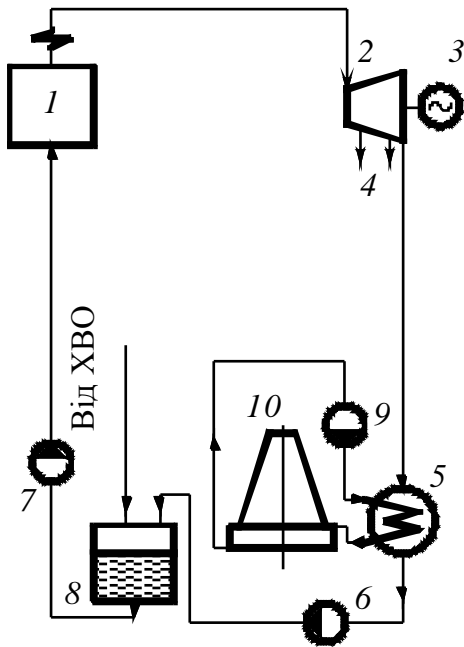


Рис. 4.15. Принципова схема конденсаційної паротурбінної установки: 1 – паровий котел; 2 – турбіна; 3 – електрогенератор; 4 – регульовані відбори пари; 5 – конденсатор; 6 – конденсатний електронасос (КЕН); 7 – живильний електронасос; 8 – бак живильної води; 9 – сітвий насос; 10 – градирня

Конденсат конденсатним насосом подають в систему регенеративного підігріву живильної води. Далі після термічної дегазації (для видалення корозійних газів CO_2 і O_2) і додавання хімічно очищеної води (для поповнення втрат конденсату) живильну воду живильним насосом подають у котел. У результаті робочий цикл замикається.

У комбінованому виробництві теплової і електричної енергії застосовують паротурбінні установки з регульованими теплофікаційними і промисловими відборами пари. Тиск теплофікаційного відбору пари значно нижчий, ніж тиск промислового.

Коли споживачеві (промислому об'єктові) потрібна в значній кількості пара для технологічних потреб, використовують парові турбіни з протитиском. У цьому випадку в схемі ПТУ немає конденсатора, і вся відпрацьована пара направляється споживачеві. Конденсат пари, що над-

У сопловому апараті парової турбіни відбувається перетворення потенційної енергії пари в кінетичну, яка, у свою чергу, перетворюється на робочих лопатках в механічну енергію обертання ротора турбіни. Перетворення механічної енергії в електричну відбувається в електрогенераторі.

Особливістю конденсаційної установки є те, що відпрацьована водяна пара (за винятком деякої її кількості – до 20–30 %, яка відбирається у вигляді нерегульованих відборів і подається в систему регенеративного підігріву живильної води) направляється в конденсатор з тиском p_k , значно нижче атмосферного. Конденсатор являє собою теплообмінник поверхневого типу, де в результаті теплообміну між відпрацьованою паровою і холодною циркуляційною водою відбувається конденсація пари при температурі t_k .

Конденсат конденсатним насо-

ходить від споживача, частково або цілком повертається на станцію і використовується для живлення котлів. У таких установках кількість пари, що проходить через турбіну, а, отже, і кількість виробленої електроенергії цілком залежать від теплового споживання.

Оснащена турбінами з протитиском станція, що працює за заданим тепловим графіком, тобто за обов'язкової умови пропускати стільки пари, скільки потребує споживач, повинна мати можливість віддавати всю вироблену нею електроенергію в електричну мережу досить потужної системи.

У тих випадках, коли споживач зменшує витрату теплоти, а це означає зниження і вироблення електричної енергії, електрична система має заповнювати це зниження потужності підвищенням її на інших станціях системи.

Газотурбінні установки порівняно з паровими мають такі особливості:

- немає металоємних та об'ємних парових котлів і котельного цеху;
- швидкий пуск, який створює сприятливі умови для використання ГТУ, щоб покрити пікові навантаження;
- незначна потреба у воді;
- значно менша кількість обслуговуючого персоналу (включаючи можливість повної автоматизації робочого процесу);
- можливість роботи переважно на рідкому та газовому паливі.

Газові турбіни зі згоранням при постійному тиску можна розподілити на турбіни, що працюють у розімкненому і замкненому циклі.

На рис. 4.16 подано принципову схему ГТУ, що працює у найпростішому розімкненому циклі (цикл Брайтона).

Паливний насос 8 подає в камеру згорання 2 через форсунку 7 паливо, що згорає, змішуючись з повітрям, яке подають у камеру під тиском, створюваним компресором 1. Продукти згорання проходять через сопла 3 і, розширюючись у них, надходять з великою швидкістю на робочі лопатки 4, установлені на диску 5. Відпрацьовані гази виходять в атмосферу через вихлопний патрубок 6.

Якщо потрібне комбіноване виробництво теплової і електричної енергії, то ГТУ може мати котел-утилізатор, з'єднаний з вихлопним патрубком турбіни.

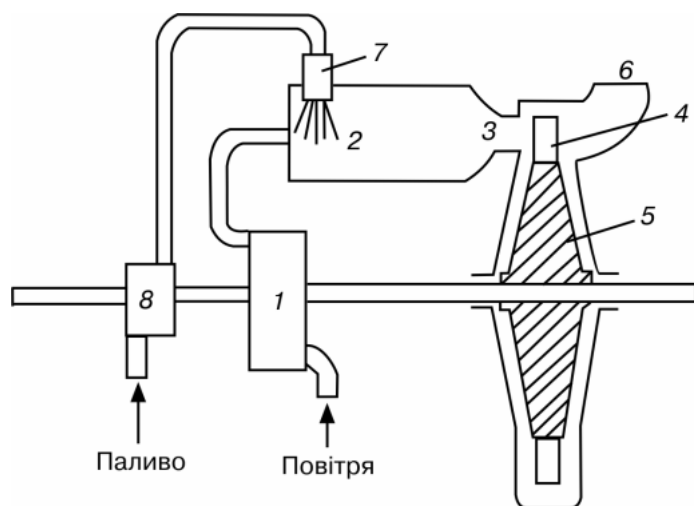


Рис. 4.16. Принципова схема газової турбіни зі згоранням при постійному тиску:

- 1 – компресор; 2 – камера згорання;
- 3 – сопла; 4 – робочі лопатки; 5 – диск;
- 6 – вихлопний патрубок; 7 – форсунка;
- 8 – насос

Показником ефективності перетворення хімічної енергії палива на електричну є коефіцієнт корисної дії установки. Найчастіше, $\eta_{\text{ПГУ}} > \eta_{\text{ГТУ}}$. Однак якщо ПТУ і ГТУ використовують спільно, то ККД комбінованої установки (ПГУ) стає істотно вищим за відповідний показник ПТУ. Це пояснюється тим, що у цьому разі використовують переваги установок і виключають недоліки, зумовлені термодинамічною недосконалістю кожної з цих установок.

Вища початкова температура циклу ГТУ визначає її істотну термодинамічну перевагу порівняно з ПТУ. Водночас вища кінцева температура газотурбінного циклу визначає низьку термодинамічну ефективність ГТУ.

У комбінованому циклі ГТУ виконує роль надбудови над ПТУ, що зумовлює підвищення сумарного ККД комбінованого циклу.

Є багато різних варіантів парогазових установок і відповідних циклів, що визначаються особливостями функціонування елементів ГТУ і ПГУ і їх взаємозв'язком. Одну з можливих схем ПГУ, що працює за бінарною схемою (за наявності двох силових контурів з роздільною подачею пари і газу в парову і газову турбіну) наведено на рис. 4.17.

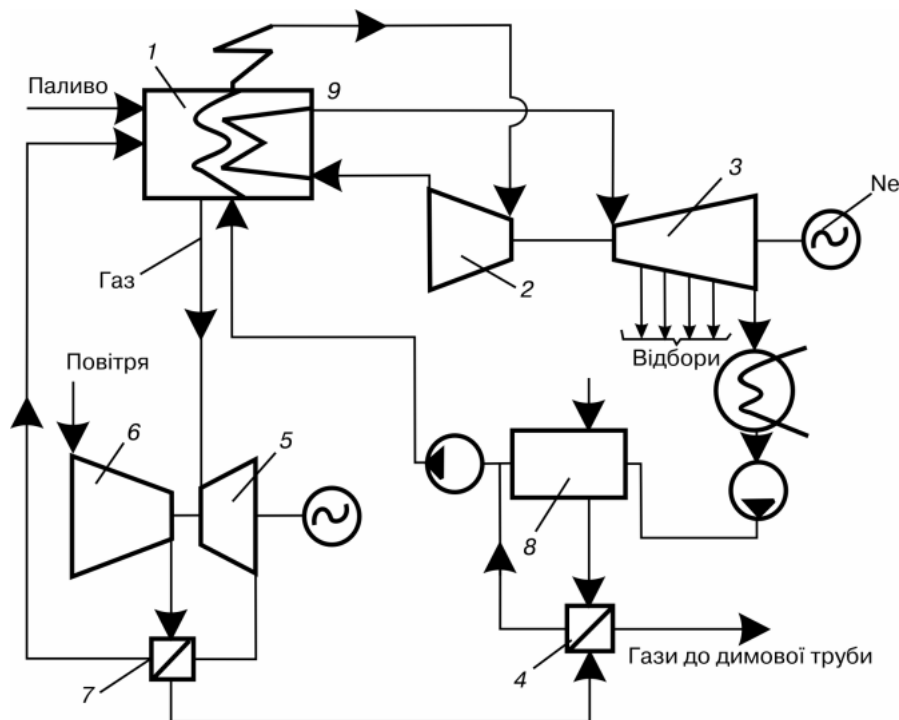


Рис. 4.17. Принципова схема ПГУ з високонапорним парогенератором: 1 – паровий котел; 2 – парова турбіна (ЦВТ); 3 – парова турбіна (ЦНТ); 4 – економайзер; 5 – газова турбіна; 6 – компресор; 7 – регенератор; 8 – система регенеративного підігріву живильної води; 9 – проміжний перегрів водяної пари

У цій схемі застосований високонапорний парогенератор 1, тобто котел спеціальної конструкції з топкою, що працює під тиском і забезпечує ефективну теплопередачу та високі теплові навантаження поверхонь на-

гріву (до 350 кВт/м²). Повітря, потрібне для горіння палива, подається осьовим компресором 6 через регенератор 7, де воно підігрівається відпрацьованими в газовій турбіні 5 газами. Після парогенератора газ подається під тиском в газову турбіну. Відпрацьовані в турбіні газы подаються в регенератор для підігріву повітря і потім в економайзер 4 для підігріву живильної води паротурбінної установки, включеної послідовно із системою регенеративного підігрівача сітьової води 8. Пару високого тиску, отриману в парогенераторі, використовують для приводу парової двоциліндрової турбіни 2 і 3 з проміжним перегрівом пари 9.

Газова турбіна виконує функції приводу компресора, що знаходиться на її валу, а надлишкову потужність використовують для приводу електричного генератора.

Паливом у такій установці може слугувати газ або рідке паливо, що забезпечує чистоту продуктів згорання перед газовою турбіною для запобігання забрудненню її проточної частини.

Крім ПГУ, що працюють за бінарною схемою, є також комбіновані установки, що працюють за монарною схемою, у яких робоче тіло турбіни – це суміш продуктів згорання з водяною парою. Такі установки називають *газопарові*.

4.2.2. Парові і газові турбіни

Парові і газові турбіни – основні механізми перетворення потенційної енергії робочого тіла на механічну роботу відповідно в ПТУ і ПГУ. Вони складаються з ідентичних елементів, однак конструкція і технологія виготовлення цих елементів може бути різною.

На рис. 4.18 показано поздовжній розріз циліндра високого тиску (ЦВТ) парової турбіни з поворотним потоком пари.

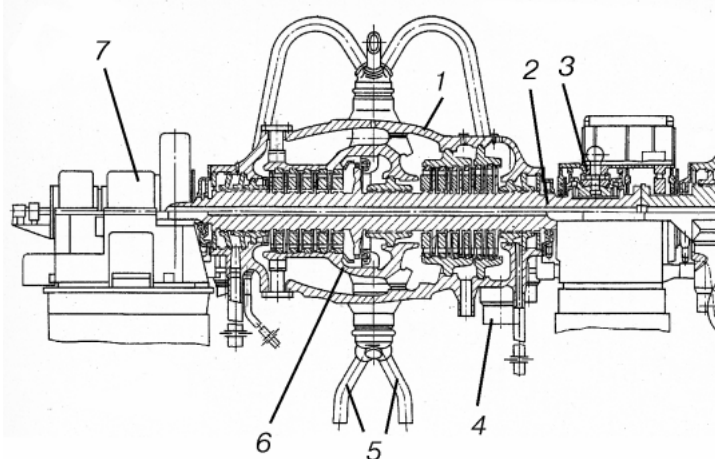


Рис. 4.18. Проточна частина ЦВТ з поворотним потоком пари:

- 1 – зовнішній корпус; 2 – суцільнокований дисковий ротор; 3 – задній опорний підшипник;
 4 – вихідний патрубок; 5 – подвійний підвід свіжої пари; 6 – внутрішній корпус;
 7 – корпус установки переднього опорно-упорного підшипника

Така схема виконання ЦВТ властива конденсаційним турбінам Ленінградського металевого заводу (ЛМЗ) і турбінам з протитиском або з регульованими відбираннями пари, що працюють на докритичних або понадкритичних параметрах пари. Ротор ЦВТ дисковий суцільнокований. Статор ЦВТ 1 складається із зовнішнього і внутрішнього корпусів. Спочатку пара надходить до внутрішнього корпусу в середній частині циліндра, проходить через декілька ступенів у лівій частині ЦВТ, протікає між внутрішнім і зовнішнім корпусами в протилежному напрямку, далі проходить через останні ступені ЦВТ і через вихідний патрубок виводиться з циліндра. Потім, після проміжного перегріву, пара надходить до циліндра 2 середнього тиску (ЦСТ), після чого трьома паралельними потоками надходить до трьох циліндрів низького тиску (ЦНТ) і далі потрапляє до конденсатора (рис. 4.19).

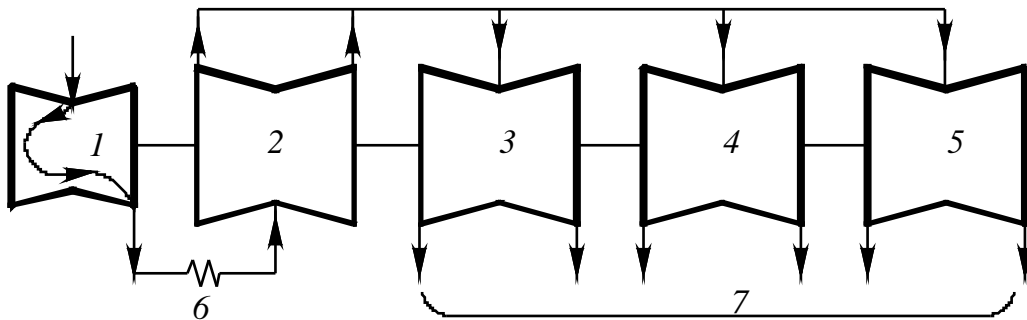


Рис. 4.19. Структурна схема конденсаційних турбін ЛМЗ потужністю 800 і 1 200 МВт: 1 – ЦВТ; 2 – ЦСТ; 3 – ЦНТ1; 4 – ЦНТ2; 5 – ЦНТ3; 6 – проміжний пароперегрівник; 7 – до конденсатора

Якщо в паровій турбіні робочим тілом є водяна пара, то в газовій – продукти згорання палива і стисненого повітря. Одну з можливих схем проточної частини газової турбіни наведено на рис. 4.20.

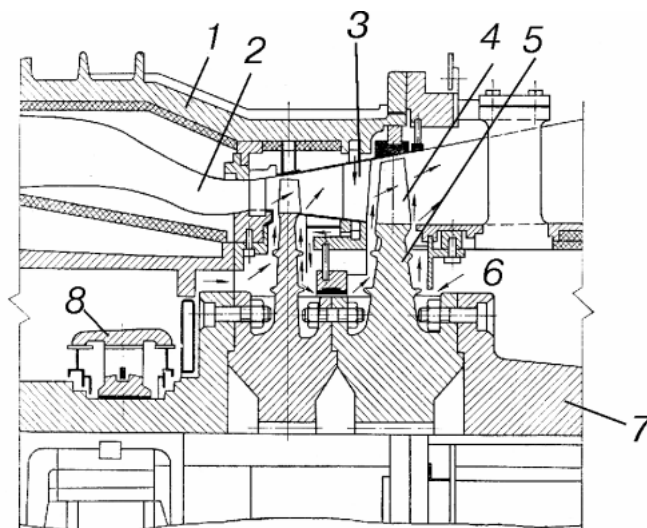


Рис. 4.20. Проточна частина газової турбіни фірми «Дженерал електрик»: 1 – корпус; 2 – газозбірник; 3 – напрямлений апарат; 4 – робочі лопатки; 5 – диск; 6 – подання охолоджувального повітря; 7 – ротор; 8 – внутрішній опорний підшипник

Найістотнішою є відмінність у конструкції і технології виготовлення ротора газової турбіни, виконаного у вигляді збірної конструкції (на стяжних болтах). Крім того, газова турбіна має систему повітряного охолодження найбільш термонапружених елементів проточної частини.

Основою проточної частини парових і газових турбін є ступінь – сукупність нерухокої решітки (напряженого апарата) і решітки робочих лопаток, що обертаються (див. рис. 4.20). У нерухомій решітці, яку ще називають *сопловою*, потенційна енергія пари перетворюється на кінетичну. У робочому апараті кінетична енергія пари перетворюється на механічну енергію обертання ротора турбіни.

За аналогічною схемою потенційна енергія робочого тіла перетворюється на кінетичну і механічну енергію на всіх ступенях багатоступінчастої парової або газової турбіни. При цьому ступенево змінюються тиск робочого тіла та обертальний момент.

4.2.3 Класифікація, параметри, типові цикли і схеми турбінних установок

Найширше в сучасній енергетиці використовують паротурбінні установки. У зв'язку з різними умовами їх застосування і наявністю різних конструктивних схем у країнах СНД (Росія, Україна та ін.) прийнято стандартну систему класифікації, що відображає тип турбіни та її потужність, початковий тиск і протитиск. Ця класифікація поширюється на парові турбіни потужністю від 2,5 до 1600 МВт з такими початковими параметрами: абсолютним тиском пари – від 3,4 до 23,5 МПа, температурою – від 435 до 565 °С і номінальною частотою обертання ротора 50 с⁻¹.

Типи турбін і їх основні параметри наведено в табл. 4.1. Позначення турбіни складається з літер і цифр. Літери означають: К – конденсаційна турбіна без регульованих відборів пари; Т – теплофікаційна турбіна з регульованим відбором пари для опалення; П – теплофікаційна турбіна з регульованим промисловим відбиранням пари; ПТ – теплофікаційна турбіна з регульованим промисловим і опалювальним відборами пари; Р – турбіна з протитиском без регульованого відбору пари; ПР – теплофікаційна турбіна з протитиском і з регульованим промисловим відбором пари; ТР – теплофікаційна турбіна з протитиском і регульованим теплофікаційним відбором пари.

Перша комбінація цифр позначення у вигляді дробу визначає потужність: над скісною рисою – номінальна потужність (МВт), під рисою – максимальна потужність (МВт). Якщо перше числове позначення складається з одного числа, то воно визначає тільки номінальну потужність.

Таблиця 4.1. Типи турбін і їх основні параметри

Типорозмір турбіни	Потужність, МВт		Початкові параметри пари		Температура промперегріву пари, °С	Абсолютний тиск, МПа		Витрата пари відбору, т/год (гран. відх. ±10%)	Температура води, °С	
	номінальна	максимальна	Абсолютний тиск, МПа	Температура, °С		пари відбірання	за турбіною (протитиск)		живильної (гран. відх. ±10%)	охолоджувальної
К-210-130	210	—	12,8	540	540	—	—	—	240	—
К-500-130	500	—		510	510					
К-300-240	300	—	23,5	540	540	—	—	—	270	12; 15
К-500-240	500	—								
К-800-240	800	—								
К-1200-240	1200	—								
К-1600-240	1600	—	3,4	435	—	0,50	—	40	145	20
П-6-35/5	6,0	6,6								
Т-110/120-130	110	120	12,8	555	—	0,09	—	340	230	20; 27
Т-175/210-130	175	210								
Т-180/210-130	180	210	23,5	540	540	0,10	—	460	250	—
Т-250/300-240	250	300								
ПТ-12/15-35/10	12	15	3,4	435	—	1,00	—	50/40	145	20
ПТ-25/30-90/10	25	30	8,8	535	—	0,12	—	70/50	215	—
ПТ-80/100-130/13	80	100	12,8	555	—	1,30/0,09	—	185/130	250	—
ПТ-135/165-130/15	135	165	3,4	435	—	—	—	—	230	20; 27
Р-2,5-35/3	2,5	—								
Р-4-35/5	4,0	—								
Р-6-35/5	6,0	—								
Р-6-35/10	6,0	—								
Р-12-35/5	12	—								
Р-12-90/31	12	—	8,8	535	—	—	—	—	—	
Р-50/60-130/13	50	—	12,8	555	—	—	—	—	—	—
Р-100/105-130/15	100	—	12,8	555	—	—	—	—	230	—

Друге числове позначення для турбін К і Т означає тиск свіжої пари (кгс/см^2)*.

Наприклад, для турбіни К-500-130 позначення означають: К – конденсаційна без регульованих відборів пари потужністю 500 МВт з тиском свіжої пари 130 кгс/см^2 (~13 МПа); для турбіни Т-110/120-130 характерними ознаками є: Т – теплофікаційна з опалювальним регульованим відбором пари номінальною потужністю 110 МВт і максимальною 120 МВт з тиском свіжої пари 130 кгс/см^2 .

Для турбін ПТ друге числове позначення складається з двох чисел: над скісною рисою – тиск свіжої пари, під рисою – тиск промислового відбору.

Наприклад, для турбіни ПТ-135/165-130/15 числа 130 та 15 означають тиск свіжої пари (кгс/см^2) і тиск промислового відбору (кгс/см^2) відповідно.

Для турбін Р: число над рисою означає тиск свіжої пари, під рисою – протитиск (кгс/см^2).

Для турбін ПР друге числове позначення складається з трьох чисел, розділених двома скісними рисками: перше – тиск свіжої пари, друге – тиск виробничого відбору, третє – протитиск (усе в кгс/см^2).

На рис. 4.21 наведено принципову схему і цикл конденсаційної ПТУ в Ts -координатах (T – абсолютна температура, К; s – ентропія, Дж/кг·К). В основу робочого процесу всіх типів ПТУ покладено цикл Ренкіна. Робота ПТУ (без урахування незворотних втрат) характеризується площею $1 - 2 - 3 - 4 - 5 - 6 - 1$. Лінія $1 - 2$ характеризує процес ізоентропійного розширення пари в турбіні, лінія $2 - 3$ – ізобарно-ізотермічний процес конденсації пари в конденсаторі, лінія $3 - 4$ – ізоентропійний процес підвищення тиску живильної води в насосі, $4 - 5$ – ізобарний процес підігріву води до лінії насичення, $5 - 6$ – ізотермічний процес випаровування води й одержання сухої ($x = 1$) насиченої пари, $6 - 1$ – ізобарний процес перегріву води в пароперегрівнику.

Конденсаційні паротурбіни установки мають розвинену систему регенеративного підігріву живильної води, що сприяє підвищенню потужності турбіни й економічності ПТУ загалом (економія палива сягає 10 % і більше порівняно з турбінами без регенерації).

Економічність ПТУ можна також підвищити збільшенням початкових параметрів пари (p_1 і T_1). Однак з підвищенням початкового тиску p_1 точка 2 в Ts -діаграмі зміщується в її ліву область, тобто вологість пари зростає (при цьому ступінь сухості падає $x < 1$) вище припустимих норм вологості.

* $1 \text{ кгс/см}^2 \approx 9,81 \cdot 10^4 \text{ Па}$.

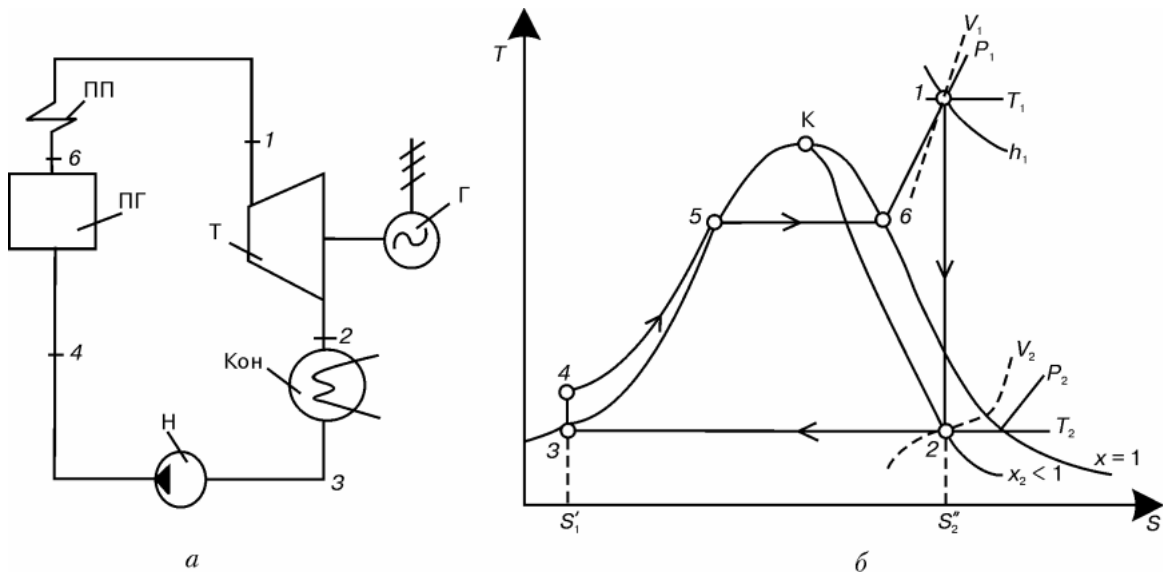


Рис. 4.21. Схема (а) і термодинамічний цикл (б) ПТУ: ПП – пароперегрівник; ПГ – парогенератор; Т – турбіна; Кон – конденсатор; Н – насос; Г – електрогенератор; К – критична точка (для води: $t_{кр} = 374,15 \text{ }^\circ\text{C}$; $P_{кр} = 22,129 \text{ МПа}$)

Для газотурбінних установок, на відміну від ПТУ, немає стандартизованої системи класифікації. ГТУ розрізняють за особливостями комплектування основного обладнання (турбіна, компресор, камера згорання, регенеративний теплообмінник) і особливостями реалізованого термодинамічного циклу: ГТУ, що працюють за простою схемою (цикл Брайтона), ГТУ з регенерацією, ГТУ зі ступінчастим стисненням і ступінчастим розширенням.

На рис. 4.22 наведено схему ГТУ простого типу, основними елементами якої є турбіна, компресор і камера згорання. У Ts -координатах наведено цикл Брайтона. Якщо немає втрат в основних елементах ГТУ, реалізується ідеальний цикл (площа $1-2'-3-4-1$). Така ГТУ працює за розімкненою схемою. Атмосферне повітря (точка 1 на Ts -діаграмі) надходить у компресор, де в результаті адіабатичного стиснення (процес $1-2$) його тиск підвищується від $p_1 = p_{\text{атм}}$ до кінцевого тиску $p_2 > p_1$. Відношення тисків $\pi_k = p_2/p_1$ називають *ступінь стиснення компресора*. У результаті стиснення зростає і температура повітря на виході з компресора відповідно до відомого термодинамічного відношення $T_2 = T_1 \pi_k^m$ (де $m = (k - 1)/k$; $k = c_p/c_v$ – показник адіабати).

Процес $2-3$ підведення теплоти q_1 , що утворюється за рахунок хімічної енергії згорілого палива, відбувається в камері згорання при постійному тиску до температури T_3 , після чого продукти згорання надходять до турбіни, де розширюються до атмосферного тиску і де виробляється механічна робота.

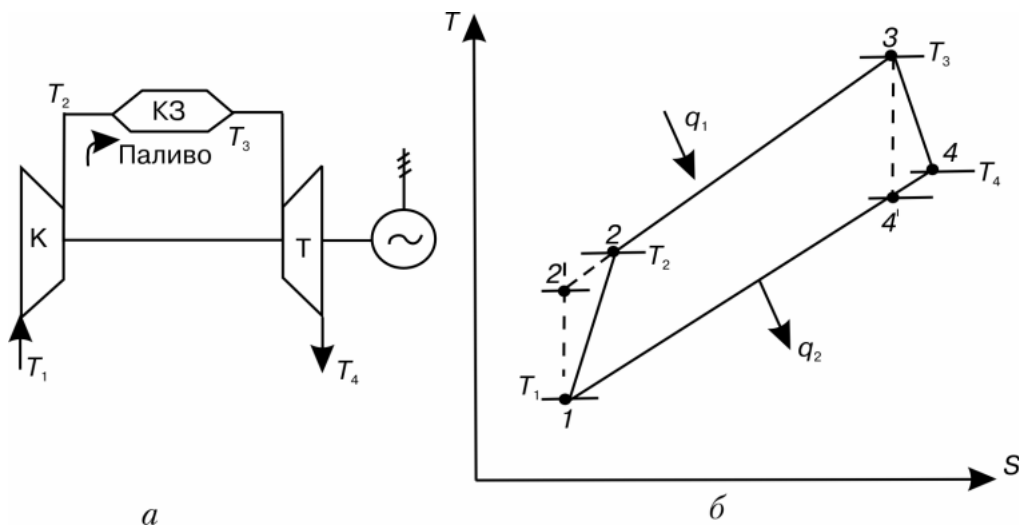


Рис. 4.22. Схема (а) і термодинамічний цикл (б) ГТУ простого типу: К – компресор; КЗ – камера згорання; Т – турбіна; T_1, T_2, T_3, T_4 – температури в характерних точках циклу

У реальних умовах у результаті незворотних втрат у компресорі і турбіні процес розширення політропічний. З урахуванням цієї обставини конфігурація циклу буде відповідати площі $1 - 2 - 3 - 4 - 1$.

Одним з недоліків ГТУ є те, що температура вихлопних газів, які викидаються в атмосферу, сягає $400...500\text{ }^\circ\text{C}$ і вище. Цим обумовлюється її відносно низький ККД. Щоб збільшити ККД, ГТУ можна виконати з регенератором, який являє собою теплообмінник поверхневого типу. У такій ГТУ повітря після компресора потрапляє в регенератор, де за рахунок теплоти газів, що відходять після турбіни, його температура підвищується. Одночасно знижується температура вихлопних газів, що економить паливо і збільшує ККД циклу ГТУ.

Подальшого підвищення економічності ГТУ можна досягти ускладненням її схеми за рахунок застосування циклу зі ступінчастим стисненням повітря і з проміжним підведенням теплоти.

4.2.4. Комбіновані установки

Комбінація парових і газових турбін дозволяє істотно підвищити їх техніко-економічні показники. Цього досягають, створюючи парогазові (ПГУ) і газопарові (ГПУ) комбіновані установки, класифікацію яких наведено на рис. 4.23.

Парогазові установки (рис. 4.24) об'єднують безконтактність між продуктами згорання і парорідним робочим тілом. Кожний з робочих агентів рухається в ізольованому контурі і взаємодіє з іншими лише у формі теплообміну в апаратах поверхневого типу.

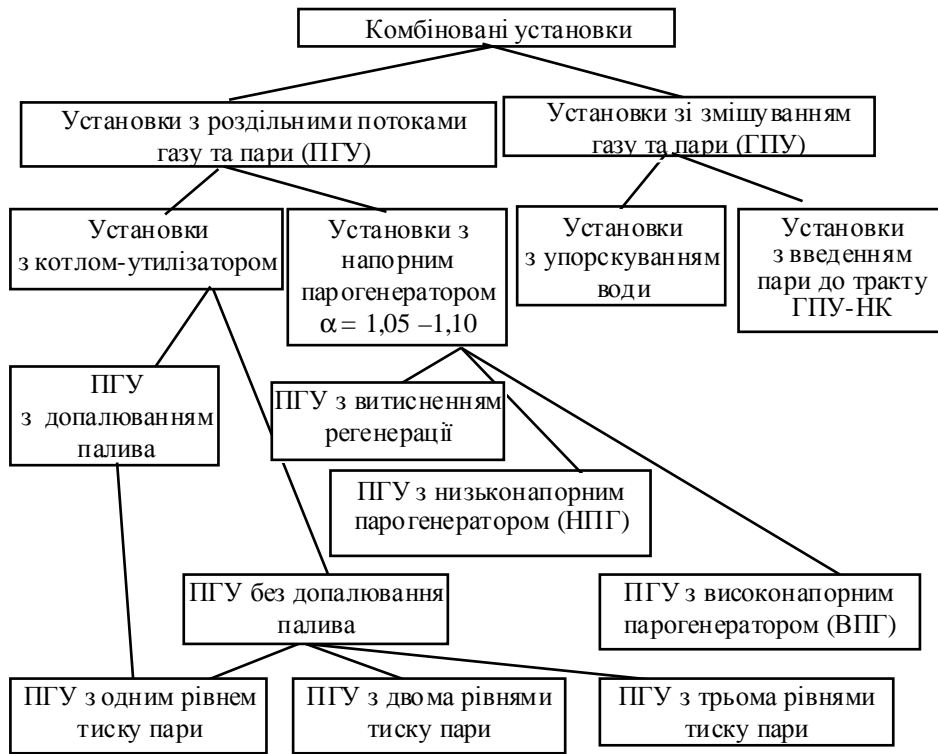


Рис. 4.23. Схема класифікації комбінованих установок з паровими і газовими турбінами

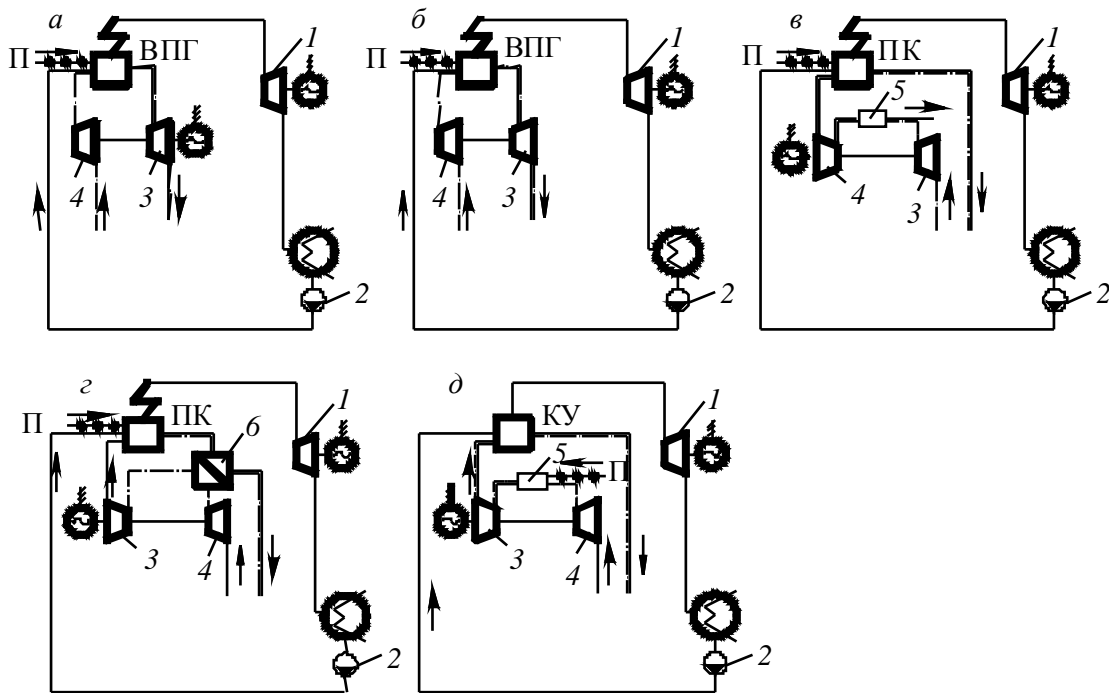


Рис. 4.24. Основні принципові схеми ПГУ: *а, б* – ПГУ з високонапорними парогенераторами; *в* – ПГУ з передвключеною паровою турбіною; *г* – комбінація ПГУ та ПГУ, що працює за напівзамкненою схемою; *д* – ПГУ з утилізацією теплоти вихлопних газів ГТУ; П – паливо; ПК – паровий котел «нормальної» конструкції; ВПГ – високонапорний парогенератор; КУ – паровий котел-утилізатор; 1 – парова турбіна; 2 – живильний насос; П – подача палива; 3 – газова турбіна; 4 – повітряний компресор; 5 – камера згорання; б – газоповітряний теплообмінник

На рис. 4.24, *в* відображено схему з передвключеною газовою турбіною, гази від якої скидають у котел нормальної конструкції. За рахунок надлишкового кисню, що міститься в цих газах, у тому самому котлі згорає додаткове паливо. Утворену водяну пару використовують у паровій турбіні.

Термодинамічно ця схема нічим не відрізняється від схеми на рис. 4.24, *б*. Змінюється тільки послідовність процесів. У камері згорання передвключеної ГТУ спалюють паливо, що виділяє теплоту Q_{2-3} . Далі відбувається процес розширення $3 - 4$ у газовій турбіні, після чого відпрацьовані гази при тиску, близькому до атмосферного, скидають у котел нормальної конструкції. У топці котла спалюють паливо, що виділяє теплоту Q_{4-14} , яка дорівнює теплоті Q_{3-16} . Точка 14 (рис. 4.25) відповідає стану робочого тіла при теоретичній температурі горіння в топці котла. Охолодження продуктів згорання за котлом відбувається за ізобарним процесом $4 - 13$ у водяному економайзері.

До палива в такій ПГУ не висувають спеціальних вимог.

Котел у схемі на рис. 4.24, *в* нічим не відрізняється від агрегатів нормальної конструкції, якщо не враховувати, що повітропідігрівник замінюють водяним економайзером, аналогічним водяному економайзерові установки з високонапорним парогенератором.

Схема на рис. 4.24, *г* є варіантом поєднання звичайної паросилової установки з ГТУ, коли останню виконують за напівзамкненою схемою. Тут не тільки цикл, але і послідовність виконаних у ньому процесів цілком аналогічні схемі на рис. 4.24, *в*. Камери згорання ГТУ немає, і повітря після компресора нагрівається тільки в поверхневому підігрівнику, розміщеному в газоході звичайного котла перед водяним економайзером. У зв'язку з тим, що вся підведена теплота виділяється тільки в топці котла, немає потреби в спеціальних видах палива, що відповідають вимогам ГТУ.

Якщо в топці котла нормальної конструкції, що працює за схемою з передвключеною ГТУ (рис. 4.24, *в*), не спалювати додаткове паливо, то вона перетвориться на утилізатор теплоти димових газів. Таку схему з утилізацією теплоти газів після ГТУ в паросиловій установці наведено на рис. 4.24, *д*.

У всіх розглянутих вище схемах (за винятком схеми на рис. 4.24, *д*) виробництво механічної енергії припадає в основному на парову частину циклу. Тому застосування комбінованих парогазових циклів з роздільними контурами робочих тіл треба розглядати як метод поліпшення характеристик звичайних паросилових установок. Інші процеси виникають, якщо безпосередньо змішувати продукти згорання з пароводяним робочим тілом (рис. 4.26). У *газопарових установках* продукти згорання безпосередньо контактують з пароводяним робочим тілом. Майже в усіх

установках цієї групи переважна частина об'єданого потоку робочого тіла припадає на газоподібні продукти згорання. Установки з упорскуванням води в газовий тракт називають *газопарові контактні*, або скорочено ГПУ-К (рис. 4.26, а).

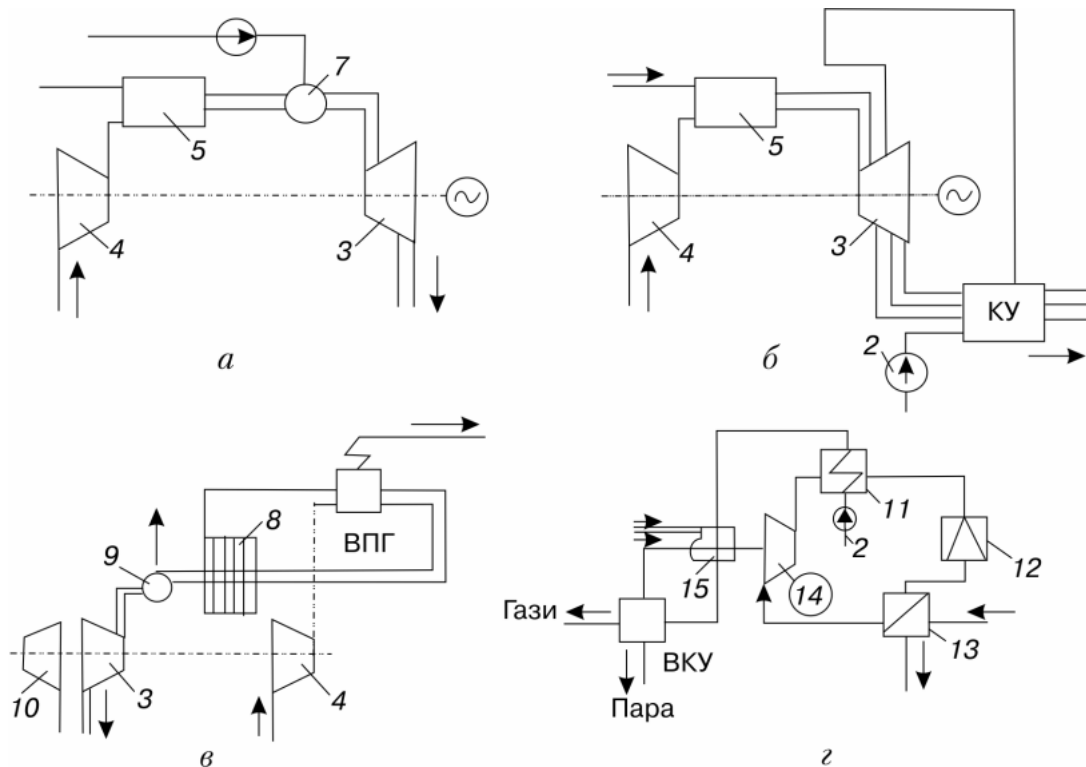


Рис. 4.26. Основні принципові схеми ГПУ: а – ГПУ з безпосереднім упорскуванням води в газовий потік; б – ГПУ з котлом-утилізатором та впорскуванням пари у газовий потік; в – ГПУ з вологим економайзером; г – ГПУ з КУ та тепловим насосом; ВПГ – високонапорний парогенератор; ВКУ – водогрійний котел-утилізатор; 1 – парова турбіна; 2 – живильний насос; 3 – турбіна, що працює на парогазовій суміші; 4 – повітряний компресор; 5 – камера згорання; б – газоповітряний теплообмінник; 7 – випаровувальна камера; 8 – «мокрый» водяний економайзер; 9 – вологосепаратор; 10 – двигун довільного типу; 11 – конденсатор теплового насоса; 12 – редукційний клапан; 13 – випарник теплового насоса; 14 – компресор парового теплового насоса; 15 – поршневий газовий двигун

Випаровування в установках цього типу відбувається в потоці продуктів згорання. Однак можна застосовувати схеми, що використовують газопарові суміші, де пара генерується в апаратах поверхневого типу (рис. 4.26, б). Утворення пари в поверхневих апаратах створює ряд специфічних умов як для видалення солей, так і для основних термодинамічних процесів. Тому такі установки слід називати, на відміну від попередніх, *газопарові установки напівконтактного типу*, скорочено ГПУ-НК.

На рис. 4.26, б наведено схему ГПУ-НК, у якій водяна пара, що надходить у проточну частину турбіни, цілком генерується в котлі-утилізаторі. Останній працює при тиску, близькому до тиску в камері згорання.

Основні особливості установки ГПУ-НК: можливість повного знесення пари, що надходить у газовий тракт, і зменшення теплових втрат. Якщо генерація пари відбувається тільки за рахунок теплоти турбіни, то ККД комбінованої установки наближається до ККД звичайної ГТУ в умовах надзвичайного підвищення тиску.

Значної переваги ця схема набуває в теплофікаційних установках, де пару з котла-утилізатора можна використовувати (залежно від графіка навантажень), щоб задовольнити теплові потреби або зняти піки електричного навантаження. Однак кількість генерованої пари лімітовано можливістю скидної теплоти. Найчастіше співвідношення між витратою пари і газу (повітря) в установках типу ГПУ-НК знаходиться в межах 10–20 %.

Нарешті, схеми *в* і *г* на рис. 4.26 належать до комбінованих установок теплових насосів, у яких спільне застосування газового і парового циклів має на меті підвищити температурний рівень скидної теплоти і тим самим зробити можливим її корисне використання.

У димові труби звичайних котельних установок викидається до 18–40 % від хімічної енергії палива, включаючи теплоту водяної пари в продуктах згорання. Корисному використанню цієї теплоти перешкоджає малий тиск водяної пари в димових газах. Здебільшого утилізація теплоти конденсації цієї пари стає можливою, якщо підвищити загальний тиск димових газів.

На рис. 4.26, *в* наведено схему окремої котельної установки, у якій можна охолодити продукти згорання до будь-якої низької температури. Ця схема дещо нагадує схему парогазової установки на рис. 4.26, *а*. Тут компресор теж подає повітря в камеру згорання ВПГ. Але на відміну від звичайних парогазових установок температура димових газів за цим котлом може бути нижчою. Далі ці гази охолоджуються в «мокрому» водяному економайзері, де завдяки підвищеному тиску може сконденсуватися значна частина водяної пари, що утворилася під час згорання палива. Після відділення вологи в сепараторі осушені гази розширюються до атмосферного тиску в турбіні, що в цьому разі виконує функції детандера. Для приводу наддувного агрегату, крім детандера, слугує приводний двигун. Якщо потужність цього двигуна буде достатньою, то температура димових газів може виявитися навіть нижчою за температуру атмосферного повітря. Отже, цикл теплового насоса дозволяє не тільки цілком використовувати хімічну енергію палива, але й утилізувати деяку кількість фізичної теплоти атмосферного повітря, використовуваного для горіння. Реалізувати таку схему на газоподібному паливі не становитиме принципових труднощів.

Схему, наведену на рис. 4.26, *г*, можна застосувати на підприємствах, де є підведення газу і джерело низькопотенційної скидної теплоти. Малі масштаби установки – її переваги перед ТЕЦ. Ця схема має, крім звичайних елементів компресійного теплового насоса, приводний поршневий газовий двигун з водогрійним котлом-утилізатором.

Завдяки тому, що температура споживаної води послідовно підвищується в схемі теплового насоса і в системі утилізації теплоти після двигуна, досягається ефект, недосяжний жодній іншій установці такого роду. Інколи ця установка може за сумарною економією палива в системі перевершити показники ТЕЦ. Витрата газу на одиницю відпущеної теплової енергії в обох розглянутих схемах теплового насоса значно нижча, ніж на ТЕЦ. Ця обставина може мати важливе значення для районів з обмеженими ресурсами енергопостачання.

Основною особливістю ПГУ є те, що вони можуть працювати тільки на рідкому і газоподібному паливі, зокрема і на продуктах газифікації твердого палива (тоді треба очистити продукти згорання від твердих абразивних домішок).

Це стосується ПГУ, що працюють за схемами *а*, *б* і *д* (рис. 4.24).

Водночас ПГУ, виконана за схемою *г*, може працювати на всіх видах палива, включаючи і тверде. Однак тоді необхідно застосовувати ефективну золоочистку продуктів згорання для запобігання забрудненню поверхонь газоповітряного теплообмінника *б*. У ПГУ, виконаній за схемою *в* (рис. 4.24), паровий котел може працювати на всіх видах палива, а газова турбіна – на газовому і газоподібному, зокрема і на продуктах газифікації твердого палива з відповідною їх очисткою.

4.2.5. Технологічні показники парових турбін

Парові і газові турбіни є складовою частиною ПТУ і ГТУ і їх характеристики суттєво впливають на техніко-економічні показники, що характеризують роботу всієї установки. Робота турбін у складі ПТУ і ГТУ визначається відповідними показниками, внесеними в їх паспортні дані.

До основних показників належать: номінальна і максимальна потужність, номінальний тиск і температура робочого тіла на вході в турбіну, питома витрати і коефіцієнт корисної дії.

Крім цього, є інші параметри, які контролюють у процесі роботи турбіни, щоб підтримати її техніко-економічні показники в номінальному (паспортному) режимі.

Розглянемо основні характеристики парових турбін.

Номінальні початкові параметри пари – номінальний тиск і номінальна температура пари перед стопорним клапаном турбіни.

Температура пари після проміжного перегріву – початкова температура пари перед циліндром середнього тиску.

Температура живильної води після регенеративного підігріву – температура за останнім по ходу води регенеративним підігрівником.

Номінальна температура охолоджувальної води – температура охолоджувальної води на вході в конденсатор, при якій завод-виробник гарантує значення питомої витрати теплоти і витрату пари на турбіну.

Номинальний відбір – найбільша кількість пари відбору за одиницю часу для номінальної потужності турбіни і рівня інших параметрів в межах допуску, обумовленого відповідним стандартом.

Номинальна потужність конденсаційної турбіни (типу К) – найбільша потужність на клеммах генератора, яку турбіна має довгостроково розвивати при номінальних значеннях усіх інших основних параметрів і відборах пари на постійні власні потреби енергоустановки.

Номинальна потужність теплофікаційної турбіни (типів П, Т, ПТ, ПР і ТР) і турбіни з протитиском (тип Р) – найбільша потужність на клеммах генератора, яку турбіна має довгостроково розвивати при номінальних значеннях основних параметрів.

Максимальна потужність конденсаційних турбін (К) – потужність, якої досягають з максимальною витратою пари через стопорні клапани і з відключенням теплових споживачів, передбачених технічними умовами.

Максимальна потужність теплофікаційної турбіни і турбіни з протитиском – найбільша потужність на клеммах генератора, яку турбіна має довгостроково розвивати з витратами пари у визначених співвідношеннях тисків у відборах з протитиском і номінальних значеннях інших основних параметрів.

Турбіни мають допускати тривалу роботу з відхиленнями початкових параметрів свіжої пари і температури проміжного перегріву пари від номінальних значень у заданих межах.

У табл. 4.2 наведено основні технологічні показники парових конденсаційних турбін, які використовують на конденсаційних електростанціях.

Таблиця 4.2. Основні технологічні показники парових конденсаційних турбін

Тип турбіни	Завод-виробник	Номинальна потужність, МВт	Тиск свіжої пари, МПа	Температура свіжої пари, °С	Тиск проміжного перегріву, МПа	Температура проміжного перегріву, МПа	Температура живильної води, °С	Питома витрата теплоти, кДж/кВт·год	Витрата охолоджувальної води, м ³ /год	Витрата пари, т/год
К-1200-240	ЛМЗ	1 200	23,54	540	3,51	540	274	7 650	108 000	3 950
К-800-240		800	23,54	540	3,24	540	274	7 640	73 000	2 650
К-500-166		500	16,27	535	3,65	535	250	8 140	55 000	1 712
К-300-240		300	23,54	560	3,53	565	265	7 720	33 500	930
К-210-130		210	12,75	565	2,31	565	240	8 070	25 000	670
К-500-240	ПО «Турбо- атом»	500	23,54	540	3,65	540	265	8 070	53 480	1 650
К-300-240		300	23,54	560	3,53	565	265	7 795	34 805	950
К-160-130		160	12,75	565	2,80	565	229	8 330	20 812	516

Економічність турбін характеризується ККД, що показує, яка частка підведеної теплоти перетворюється на механічну роботу.

Ступінь удосконалення турбіни визначається порівнянням її ККД з ККД ідеальної турбіни, яка не має внутрішньої втрати теплоти на тертя тощо.

Контрольні питання

1. Характеристика і принцип роботи ПТУ.
2. Характеристика і принцип роботи ГТУ.
3. Особливості роботи установок.
4. Типи паротурбінних і комбінованих установок.
5. Маркування парових турбінних установок і їх особливості.
6. Загальна схема і термодинамічний цикл ПТУ.
7. Класифікація, параметри і типові цикли паротурбінних установок.
8. Схеми і термодинамічні цикли газотурбінних установок.
9. Особливості робочого процесу парогазових і газопарових установок.
10. Технологічні показники паротурбінних установок.

Розділ 5

ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ

5.1. Загальні положення

Сукупність установок, які перетворюють хімічну енергію органічного палива на теплову та електричну, мають назву *теплова електрична станція*. Основне призначення електричних станцій – забезпечення електричною енергією підприємств промислового і сільськогосподарського виробництва, комунального господарства і транспорту. Електростанції можуть також забезпечувати підприємства і житлові будинки водяною парою і гарячою водою.

Електростанції, призначені тільки для виробництва електроенергії, називають *конденсаційні*. На них установлюють парові турбіни з глибоким вакуумом. Це пов'язано з тим, що чим нижчий тиск пари на виході з турбіни, тим більша частина теплової енергії робочого тіла (водяної пари) може перетворитися на електричну енергію. При цьому основний потік пари конденсується в конденсаторі.

Електростанції, призначені для комбінованого виробництва електричної і теплової енергії, мають назву *теплоелектроцентралі*. На них установлюють парові турбіни з проміжними відборами пари або з протитиском. На таких установках теплоту відпрацьованої пари частково або навіть повністю використовують для теплопостачання, унаслідок чого втрачає теплоту з охолоджувальною водою в конденсаторі скорочуються або їх взагалі немає. Однак частка енергії, перетвореної з хімічної на електричну, при тих самих початкових параметрах пари на установках з теплофікаційними турбінами нижча, ніж на установках з конденсаційними турбінами. Зазвичай ТЕЦ будують поблизу споживачів теплової енергії – біля промислових підприємств або житлових масивів.

Якщо для виробництва електроенергії використовують конденсаційні установки, а теплову енергію для теплопостачання виробляють в окремій котельній установці, то таке виробництво електричної і теплової енергії називають роздільне.

Сучасна ТЕС – це складне підприємство, яке включає в себе велику кількість різного устаткування (теплосилового, електричного, електронного тощо) і будівельних конструкцій. Основним устаткуванням ТЕС є котельна і теплосилова установка. За типом теплосилової установки (теплового двигуна) теплові електричні станції бувають: паротурбінні (основний вид електростанцій), газотурбінні і парогазові ТЕС, а також електростанції з двигунами внутрішнього згорання (ДВЗ).

За призначенням ТЕС бувають *районні* (загального користування), які забезпечують усіх споживачів тепловою та електричною енергією в цьому районі місцевості і є самостійними виробничими підприємствами, і *промислові* електростанції, які входять до складу виробничих об'єктів і призначені переважно для їх енергопостачання, а також міських і сільських районів, що прилягають до них.

Найпоширеніші в енергетиці паротурбінні електростанції поділяють за рівнем теплової потужності агрегатів: *малої потужності* (з агрегатами до 25 МВт), *середньої потужності* (з агрегатами до 50...100 МВт), *великої потужності* (з агрегатами більше 100 МВт); а також за початковими параметрами водяної пари: *низького* (до 3 МПа), *середнього* (3...5 МПа), *високого* (9...17 МПа) і *понадкритичного тиску* (більше 24 МПа).

Класифікація ТЕС за рівнем потужності і тиску умовна, тому що ці показники мають тенденцію до зростання.

5.2. Типові схеми ТЕС

За способом компоновання котлів і парових турбін ТЕС бувають з *поперечними зв'язками* і з *блочним компонованням*.

Принципову теплову схему ТЕС з *поперечними зв'язками* показано на рис. 5.1. У котли 1 живильну воду подають із загальної магістралі 6, а свіжа пара збирається в загальному головному трубопроводі 5.

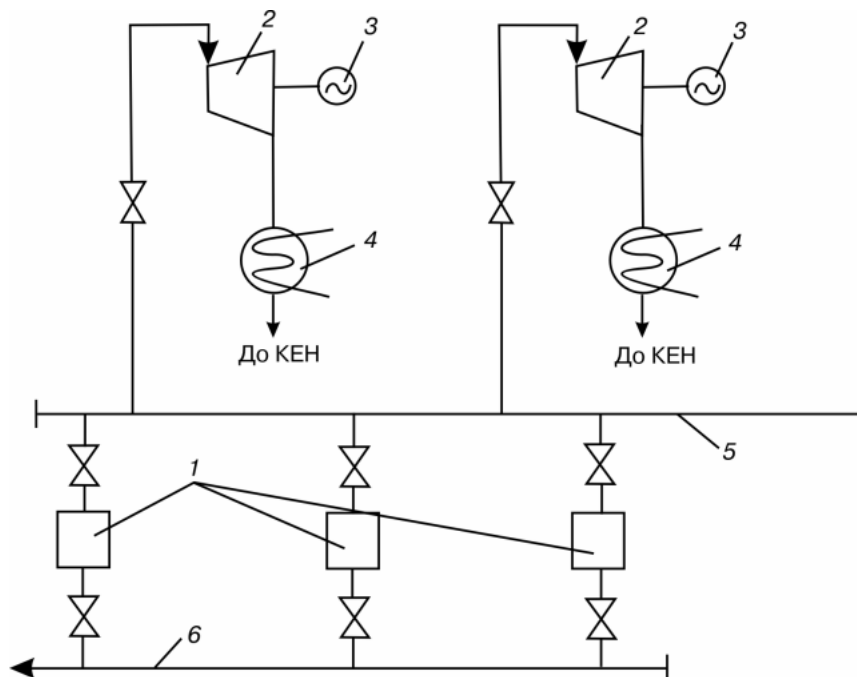


Рис. 5.1. Принципова схема ТЕС з поперечними зв'язками: 1 – котел; 2 – турбіна; 3 – електричний генератор; 4 – конденсатор; 5 – головний паропровід; 6 – живильна магістраль; КЕН – конденсатний електричний насос

У цій схемі всі котли ТЕС з'єднано трубопроводами води і пари. З об'єднаного паропроводу водяну пару подають до всіх працюючих турбін.

У схемах ТЕС з *блочним компонованням* паровий котел з'єднують тільки з однією паровою турбіною і, отже, він являє собою автономний енергетичний блок.

Для надійності можна встановлювати по два котли на загальну турбіну – це так звані дубль-блоки. При цьому котли можуть мати як однакові (симетричні дубль-блоки), так і різні поверхні нагріву (несиметричні дубль-блоки).

У потужних моноблочних установках (300, 500 і 800 МВт) з кожною турбіною працює однокорпусний котел. Через нерівномірність використання електроенергії протягом доби виникає потреба в частих зупинках і наступних пусках енергоблоків. Зупинивши енергоблок і вимкнувши генератор 3 (рис. 5.2) і турбіну 2, надлишок пари, що є в котлі 1, треба скидати, минуючи турбіну 2 (через байпас), в конденсатор 4.

Якщо в котлі є проміжний перегрівник 7, установлений в зоні високих температур, то байпасується

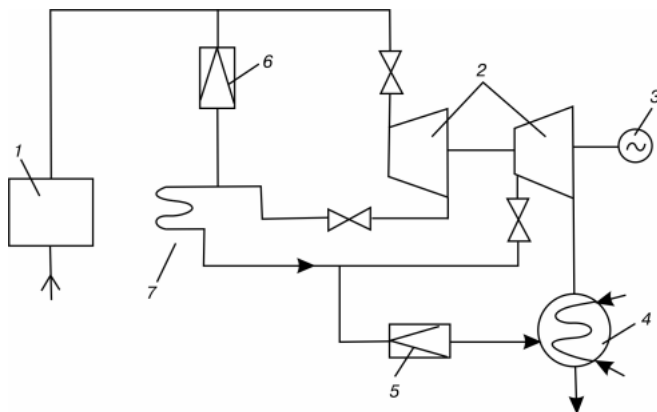


Рис. 5.2. Двобайпаса схема енергоблоку ТЕС: 1 – котел; 2 – турбіна; 3 – електричний генератор; 4 – конденсатор; 5 – РОУ скидання пари в конденсатор; 6 – РОУ охолодження проміжного підігрівника; 7 – проміжний перегрівник

ється циліндр високого тиску (ЦВТ) турбіни і пару направляють через редукційно-охолоджувальну установку (РОУ) 6 на охолодження проміжного перегрівника. Потім вона надходить у конденсатор 4 через РОУ 5. Енергоблоки з такою схемою байпасування турбіни називають двобайпасні.

Останнім часом дістала поширення одnobайпаса схема енергоблоку. У цій схемі пара, минаючи обидва

циліндри турбіни і проміжний перегрівник, безпосередньо скидається в конденсатор.

5.3. Технологічна схема теплової електростанції

Сучасна електростанція – це складне підприємство з великою кількістю різних видів устаткування. Послідовність одержання і використання водяної пари і перетворення одних видів енергії на інші можна простежити на прикладі технологічної схеми ТЕС, яка працює на твердому паливі (рис. 5.3).

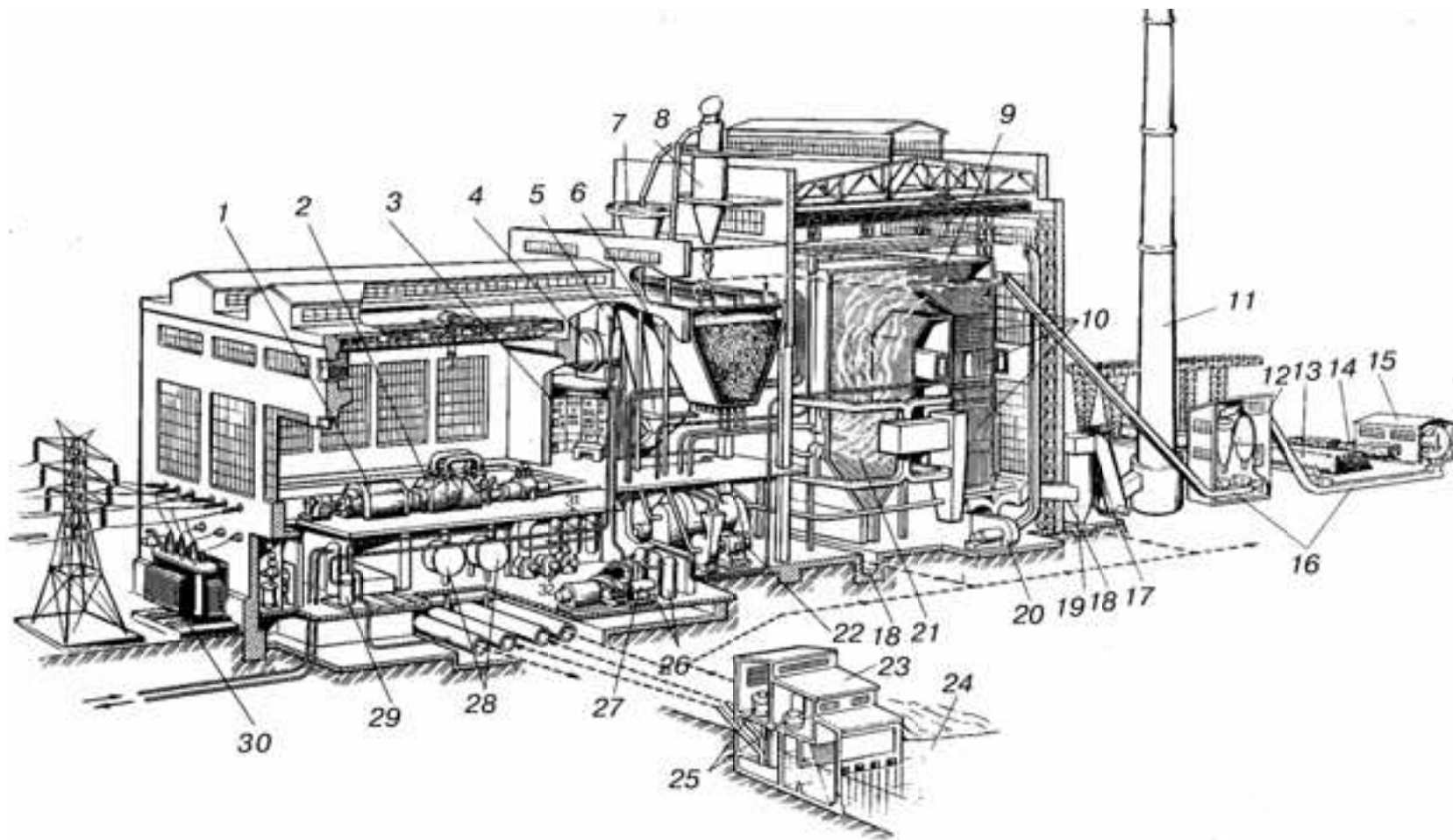


Рис. 5.3. Теплова електрична станція:

1 – електричний генератор; 2 – парова турбіна; 3 – пульт керування; 4 і 5 – деаератори; 6 – пиловий бункер; 7 – сепаратор; 8 – циклон; 9 – котел; 10 – поверхні нагрівання (теплообмінники); 11 – димова труба; 12 – дробильне приміщення; 13 – склад резервного палива; 14 – вагон; 15 – розвантажувальний пристрій; 16 – конвеєр; 17 – димосос; 18 – канал; 19 – золоуловлювач; 20 – вентилятор; 21 – топка; 22 – млин; 23 – насосна станція; 24 – джерело води; 25 – циркуляційний насос; 26 – регенеративний підігрівник високого тиску; 27 – живильний насос; 28 – конденсатор; 29 – установка хімічної очистки води; 30 – підвищувальний трансформатор; 31 – регенеративний підігрівник низького тиску; 32 – конденсатний насос

Паливо (вугілля), яке надходить на ТЕС, вивантажують з вагонів 14 розвантажувальними пристроями 15 і подають крізь дробильне приміщення 12 конвеєрами 16 в бункер сирого палива або до складу 13 резервного палива. Вугілля розмелюють у млинах 22. Вугільний пил через сепаратор 7 і циклон 8 з пилових бункерів 6 разом з гарячим повітрям, що подають вентилятором 20, надходить у топку 21 котла 9. Високотемпературні продукти згорання, які утворюються в топці, рухаючись по газоходах, нагрівають воду в теплообмінниках 10 (поверхні нагріву) котла до стану перегрітої пари. Пара, розширяючись на ступенях турбіни 2, обертає ротор турбіни і з'єднаний з ним ротор електричного генератора 1, у якому збуджується електричний струм. Вироблена електроенергія за допомогою підвищувальних трансформаторів 30 перетворюється на струм високої напруги і передається споживачам. У турбіні пара розширюється і охолоджується. Після турбіни пар надходить до конденсатора 28, у якому підтримують вакуум. Воду в конденсатор подають з природного або штучного джерела 24 циркуляційними насосами 25, розміщеними в насосній станції 23. Отриманий конденсат насосами 32 перекачують через установку знесолювання і підігрівники низького тиску (ПНТ) 31 в деаератор 4. Тут при температурі, близькій до температури насичення, видаляються розчинені у воді гази, що спричиняють корозію обладнання, і вода підігрівається до температури насичення. Втрати конденсату (витікання через неякісні ущільнення в трубопроводах станції або в лініях споживачів) поновлюють за рахунок хімічно очищеної в спеціальних установках 29 води, що додають у деаератор. Дегазовану і підігріту воду (живильну воду) подають живильними насосами 27 в регенеративні підігрівники високого тиску (ПВТ) 26, а потім у котел. Цикл перетворення робочого тіла повторюється. Під робочим тілом розуміють пару і воду, яку одержують спеціальною обробкою. Охолоджені в теплообмінниках 10 продукти згорання очищують від золи в зололовлювачах 19 і димососом 17 через димову трубу 11 викидають в атмосферу. Уловлену золу і шлак по каналах 18 гідрозоловиведення направляють на золовідвал. Роботу ТЕС контролюють з пульта керування 3. Підвищення потужності і параметрів (тиску, температури) робочого тіла можливе завдяки застосуванню проміжної перегрітої пари.

5.4. Теплоелектроцентралі. Міні-ТЕЦ.

Теплофікація і централізоване тепlopостачання

Як показано вище, електричну енергію виробляють на теплових електростанціях, де потенційна енергія водяної пари перетворюється на механічну енергію в паровій турбіні, звідки відпрацьовану пару направляють

до конденсатора. Такі електричні станції називають конденсаційні. У цьому разі, щоб забезпечити споживачів теплотою і гарячою водою, потрібне додаткове джерело теплоти – опалювальна котельня.

Разом з цим існують теплофікаційні ТЕС, на яких одночасно виробляють як електричну, так і теплову енергію у вигляді технологічної або побутової пари, яка частково відпрацювала свій енергетичний ресурс у паровій турбіні для виробництва електричної енергії. Такі станції називають теплоелектроцентралі, їх розташовують безпосередньо біля споживачів теплоти: у містах, поруч з великими промисловими центрами і підприємствами тощо. На ТЕЦ для спільного виробництва теплоти й електроенергії встановлюють турбіни з регульованими відборами пари.

На рис. 5.4 показано принципову теплову схему найпростішої ТЕЦ, яка одночасно забезпечує промислове парове навантаження. Пара, одержувана в котлі 1, надходить у турбіну 2, безпосередньо з'єднану з електричним генератором 3, а потім прямує в конденсатор 4. З проміжного ступеня турбіни при потрібному регульованому тиску пару відбирають у розмірі 10–20 % від загальної кількості і подають споживачам теплоти 7. Частина пари у споживача втрачається, а частина конденсується, і її насосом 8 направляють до живильного бака 6, у який конденсатним насосом 5 подають і конденсат з конденсатора. Для відновлення втрат пари і конденсату до живильного бака по трубопроводу 10 додають хімічно очищену воду. Живильну воду подають в котел 1 живильним насосом 9.

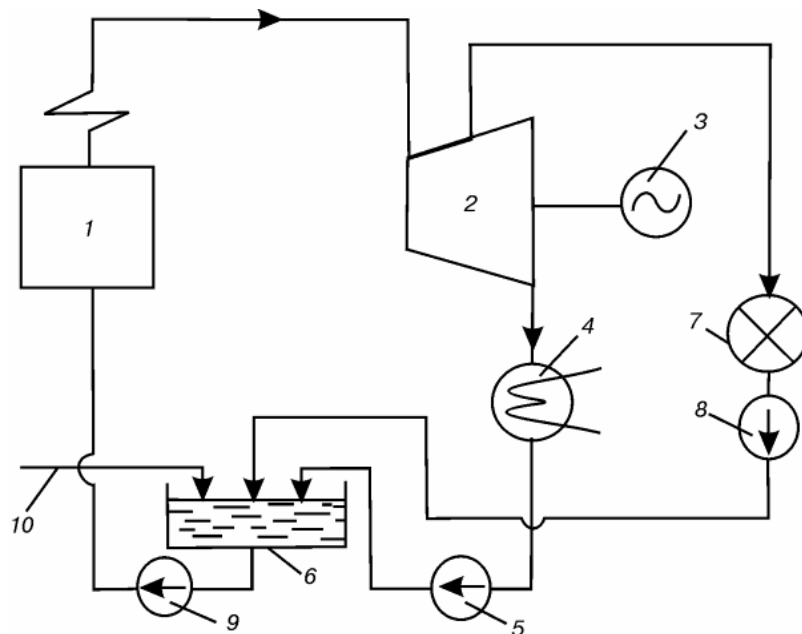


Рис. 5.4. Теплова схема найпростішої теплоелектроцентралі: 1 – котел; 2 – турбіна; 3 – електрогенератор; 4 – конденсатор; 5 – КЕН; 6 – бак живильної води; 7 – споживач теплоти; 8 – мережевий насос; 9 – живильний насос; 10 – вода після хімічного водоочищення

У районах, які обслуговують великі теплоелектроцентралі, зазвичай є споживачі тепла, які використовують як пару, так і гарячу воду. У цьому разі на ТЕЦ установлюють турбіни з двома регульованими відборами пари. Один відбір (високого тиску) – для споживачів пари, другий відбір (низького тиску) – для передачі пари у водяні підігрівники.

Щоб забезпечити технологічні процеси окремих підприємств або їх групи електричною і тепловою енергією, споживання яких може бути нерівномірним у часі, використовують міні-ТЕЦ. Міні-ТЕЦ за тепловою схемою не відрізняються від енергетичних потужних ТЕЦ. Відмінність полягає в потужності (кількості виробленої електричної і теплової енергії). Доцільність установки та функціонування міні-ТЕЦ визначають техніко-економічним розрахунком на стадії проектування порівняно з окремим забезпеченням електричною енергією від уже існуючих КЕС і будівництвом на території підприємства котельної установки, яка буде забезпечувати теплотою технологічний цикл, опалення, гаряче водопостачання та ін. В останньому випадку докладно розглядають можливість використовувати вторинні енергоресурси, утилізація яких після технологічних процесів може зменшити проектну потужність котельної і навіть міні-ТЕЦ.

Використання ТЕЦ, міні-ТЕЦ, а також котелень пов'язане з потребою забезпечити споживачів тепловою енергією у вигляді водяної пари або гарячої води потрібних параметрів.

Постачання до споживача теплоти, віддача її та повернення до джерела теплопостачання конденсату або охолодженої води відбуваються за рахунок використання спеціалізованого обладнання (РОУ, водяні та конденсатні насоси, теплообмінники, інжектори, теплоізовані трубопроводи – теплові мережі тощо), яке називають теплофікаційне, а сам процес забезпечення споживача теплотою – теплофікація.

Для великих міст України особливістю теплопостачання є теплофікація за рахунок ТЕЦ. Вони забезпечують близько 40 % теплової енергії, споживаної в промисловості і комунальному господарстві для потреб опалення і гарячого водопостачання, і мають безперечну термодинамічну перевагу перед виробництвом енергії на КЕС.

Забезпечення споживачів теплотою тільки за рахунок використання ТЕЦ має назву *централізоване теплопостачання*. Процес централізованого теплопостачання складається з трьох послідовних операцій: підготовка теплоносія потрібних параметрів, транспортування теплоносія до споживача, використання теплоти теплоносія споживачем і повернення залишків теплоносія на ТЕЦ.

Першу операцію виконують на ТЕЦ. Залежно від роду теплоносія системи теплопостачання поділяють на водяні та парові. Перші дістали по-

ширення для теплопостачання сезонних споживачів гарячої води і теплоти на опалення. Парові системи використовують для технологічного теплопостачання до споживачів високотемпературного теплоносія. Практика показала такі переваги водяних систем теплопостачання порівняно з паровими:

- можливість змінити температуру в системі в широкому діапазоні (20...200 °С);
- повніше використання теплоти від ТЕЦ;
- немає втрат конденсату;
- менші втрати теплоти в навколишнє середовище в теплових мережах.

До недоліків водяних систем теплопостачання варто віднести:

- підвищену витрату електроенергії на транспортування води в мережах;
- підвищену втрату теплоносія через розриви та аварії в теплових мережах;
- жорсткий гідравлічний зв'язок між ділянками мережі через високу щільність теплоносія;
- залежність температури води в трубопроводах від якості теплоізоляції.

Другу операцію централізованого теплопостачання – транспортування теплоносія до місця споживання – виконують за допомогою теплових мереж. Зазвичай теплові мережі являють собою заглиблені в ґрунт трубопроводи з теплоізоляцією, розміщені в спеціальних каналах (залізобетонних або цегельних) або без них (безканална прокладка трубопроводів).

Третя операція – використання теплоти теплоносія споживачем – пов'язана з наявністю двох систем: закритою і відкритою.

У *закритих системах* теплопостачання споживач не витрачає теплоносії і не відбирає його з мережі, а використовує тільки для транспортування теплоти і передачі її іншому теплоносію (холодній воді) в теплообмінниках. У *відкритих системах* споживач відбирає теплоносії з теплової мережі частково або цілком.

Закриті системи характеризуються стабільністю якості теплоносія, який надходить до споживача, простотою санітарного контролю установки гарячого водопостачання, а також контролю герметичності системи за допомогою датчиків тиску. Їх недоліки – складність устаткування й експлуатації теплових пунктів (ТП), можливість корозії труб споживача через використання недеаерованої (не очищеної від агресивних розчинених газів) водопровідної води, можливість появи накипу в трубах.

До недоліків в відкритих водяних системах належить потреба збільшувати потужність водопідготовчих установок, які розраховують на компенсацію витрат води, яку відбирає споживач із системи. Нестабільність са-

нітарних показників у цьому разі потребує використовувати складні схеми їх контролю, а також контролювати герметичність системи.

Теплові мережі, по яких транспортують теплоносій до споживача, закінчуються ТП. Залежно від кількості споживачів розрізняють індивідуальні (місцеві) і центральні (групові) ТП. Перші обслуговують одного або декількох споживачів з однаковими параметрами споживання, центральні – групу споживачів (декілька будинків) або цілий район.

Устаткування ТП у кожному конкретному випадку вибирають, щоб повністю задовольнити потреби всіх споживачів у теплоті для системи опалення і для гарячого водопостачання.

5.5. Графіки електричних і теплових навантажень

Особливістю роботи електричних станцій є те, що загальна кількість електричної енергії, яку виробляють у кожний момент часу, майже цілком відповідає кількості споживаної.

Електричні станції працюють найчастіше паралельно в енергетичній системі, покриваючи загальне електричне навантаження системи і одночасно теплове навантаження свого району (якщо електростанція не конденсаційна). Однак є окремі електростанції місцевого значення, які обслуговують окремий район, без підключення до загальної енергетичної системи. У цих нечастих випадках електрична станція бере на себе загальне електричне навантаження району.

Загальне електричне навантаження промислового району складається переважно з навантаження, пов'язаного із забезпеченням споживача електроенергією для виробничих потреб, приводу електродвигунів залізничного і міського транспорту, а також з витратою енергії на освітлення і побутові потреби.

Складові частини загального навантаження змінюються як протягом доби, так і протягом року. Для п'ятиденного робочого тижня промислове навантаження є основною складовою загального електричного навантаження в робочі дні тижня. У недільні та святкові дні промислове навантаження різко спадає, помітно зменшуючи загальне електричне навантаження.

Графічне зображення залежності електроспоживання від часу називають графік електричного навантаження. На рис. 5.5 наведено типові добові графіки електричного навантаження (промисловий, освітлювально-побутовий і сумарний). Мінімум промислового навантаження спостерігають зазвичай у нічний час, коли енергію споживають лише підприємства, які працюють у три зміни. Найбільше навантаження в період від 8 до 16 години, коли енергію подають майже всім підприємствам. У період із 16 до 24 години навантаження має проміжне значення (енергію споживають

вають підприємства, які працюють у дві і три зміни). Провал електричного навантаження в денний час пов'язаний зі зменшенням споживання електроенергії під час обідніх перерв.

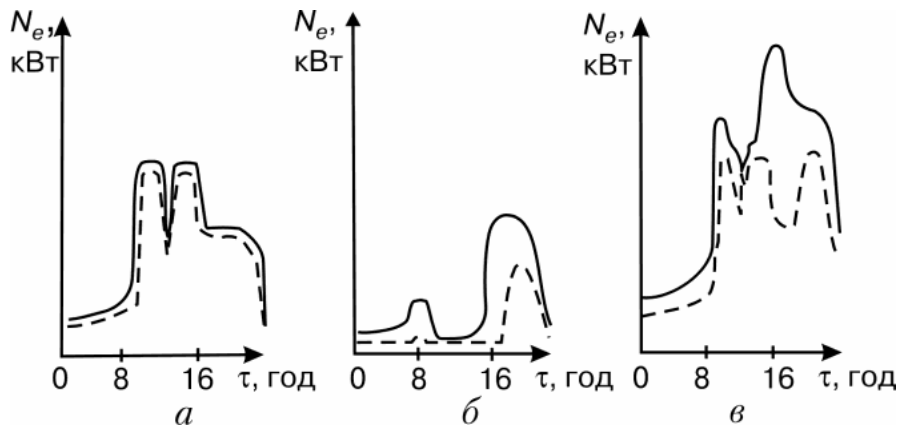


Рис. 5.5. Добові графіки електричного навантаження:

a – промисловий; *б* – освітлювально-побутовий; *в* – сумарний; ——— зима; ----- літо

Якісно літній добовий графік промислового навантаження не відрізняється від зимового. Освітлювально-побутове навантаження істотно залежить від пори року і має найбільше значення у вечірні години взимку. Влітку добовий максимум навантаження (пік) знижується за абсолютним розміром і тривалістю і настає пізніше. Освітлювально-побутове навантаження містить у собі також навантаження від електропобутових приладів, які зазвичай мають різко виражений за розміром максимум у вечірні години. Ранковий пік освітлювально-побутового навантаження пов'язаний зі збільшенням електроенергії на побутові потреби.

Сумарний графік промислового і освітлювально-побутового навантаження має два максимуми споживання електроенергії протягом доби. Якщо цей графік доповнити навантаженням електрифікованого транспорту, урахувати витрати енергії на власні потреби станції і втрати в лініях електричних передач, то характер залежності навантаження від часу не зміниться (рис. 5.6). Максимум електричного навантаження, який настає в зимовий час у другій половині дня, визначає загальний добовий максимум електричного навантаження і загальної потужності працюючих агрегатів, потрібних для забезпечення електроенергією всіх споживачів.

Якщо електростанція працює ізольовано, то сумарний графік електричного навантаження цього району має збігатися з електричним навантаженням електростанції. Якщо ТЕС працює в складі єдиної енергосистеми, то вона віддає енергію в загальну систему і сумарний графік електричного навантаження характеризує роботу системи (району), а навантаження кожної окремої електростанції визначає диспетчерська служба.

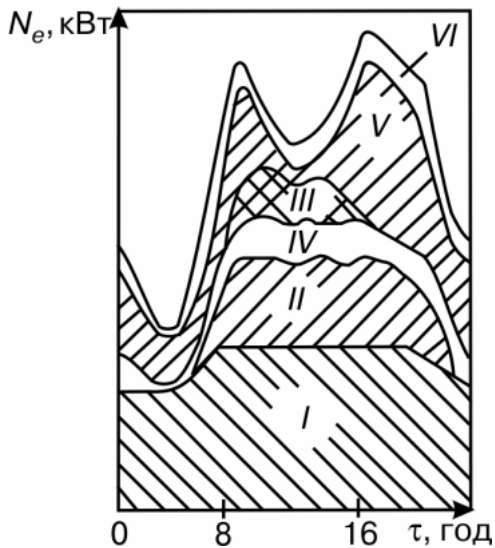


Рис. 5.6. Повний добовий графік електричного навантаження: I, II, III – три-, дво- і однозмінні промислові підприємства відповідно; IV – електрифікований транспорт; V – освітлювально-побутове навантаження; VI – втрати і власні потреби станції

Аналіз графіків електричного навантаження показує, що споживання електричної енергії відбувається нерівномірно. Відношення кількості виробленої енергії за певний період до тієї кількості енергії, яку виробила б електростанція за той самий час, працюючи з максимальним навантаженням, називається коефіцієнтом використання максимуму – μ_{\max} . Іноді це відношення називають також коефіцієнтом заповнення графіка електричного навантаження. З цього визначення випливає, що

$$\mu_{\max} = \frac{E}{N_{e\max} \tau_p}, \quad (5.1)$$

де E – загальна кількість виробленої електроенергії, кВт·год; $N_{e\max}$ – максимальне навантаження, кВт; τ_p – кількість годин роботи електростанції.

Чим більше μ_{\max} , тим повніше використовують потужності устаткування. Для системи, яка об'єднує велику кількість електростанцій, коефіцієнт використання максимуму найчастіше значно вищий, ніж для окремих електростанцій, які працюють ізольовано. У великих системах коефіцієнт використання максимуму зазвичай вищий, ніж для районних енергосистем.

Велике значення мають річні графіки електричного навантаження, які складають за даними добових графіків. Характер річних графіків протягом кількох років змінюється неістотно, у зв'язку з чим полегшується завдання їх побудови на майбутній період.

Річний графік навантаження енергосистеми покривають агрегати і електростанції різної економічності. Розподіляти сумарне навантаження між окремими електростанціями (агрегатами) відповідно до загального графіка треба так, щоб забезпечити найекономічнішу роботу системи в цілому. Цього можна досягти, якщо електростанції, які мають менші паливні й експлуатаційні витрати, будуть завантажувати на більшу кількість годин використання в році, а електростанції з великими паливними й експлуатаційними витратами – на меншу кількість годин.

На рис. 5.7 показано типову криву тривалості зміни річних електричних навантажень.

Електростанції, які працюють значну частину року з найбільшим можливим навантаженням і тим самим беруть участь у покритті нижньої частини графіка тривалості навантаження (рис. 5.7), називають базовими. Електростанції, які використовують тільки протягом частини року для покриття пікового навантаження, називають піковими.

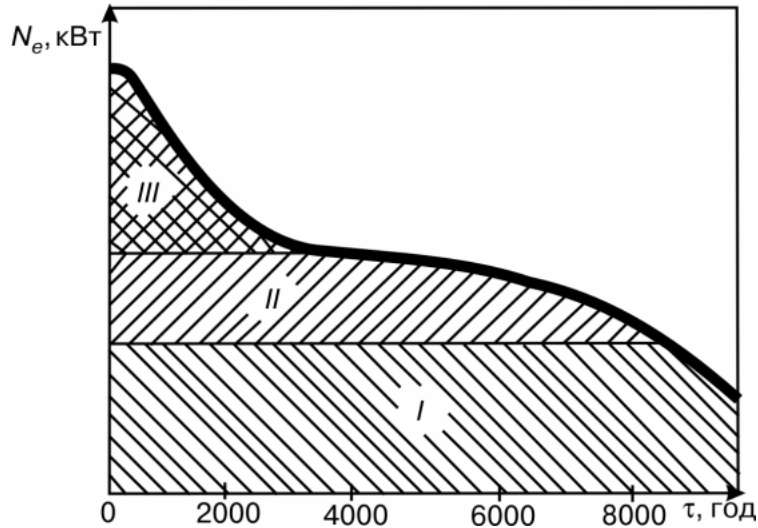


Рис. 5.7. Графік річних електричних навантажень за тривалістю:

I – базове навантаження; *II* – проміжне навантаження; *III* – пікове навантаження

Поряд з базовими і піковими в системі є електростанції, які несуть проміжне навантаження між базовим і піковим.

Добовий графік електричного навантаження покривають базові, пікові та напівпікові електростанції (агрегати). При цьому базові електростанції працюють безупинно з повним (номінальним) навантаженням, а пікові включаються тільки в години, коли потрібно покривати верхню (*III*) частину графіка. Напівпікові установки зі зменшенням загального електричного навантаження або переводять на знижені навантаження, або виводять у резерв. Багато агрегатів, які несуть проміжне навантаження, зупиняють на суботу, неділю та святкові дні.

Для покриття пікових навантажень споруджують спеціальні пікові електростанції. Їх розміщують поблизу споживачів і пристосовують для частого пуску і зупину. Вартість цих електростанцій має бути значно нижча, ніж базових, тому що кількість годин використання їх невелика. ККД пікової установки може бути невисоким, а головною вимогою для них є можливість швидкого пуску і зупину.

Щоб покривати пікові навантаження, можна також використовувати установки, які працюють на дорогому органічному паливі, і електростанції із застарілим обладнанням, а також гідроелектростанції. Однак у паводковий період, коли запаси води досягають граничнодопустимих значень, гідроелектростанціям відводять базове навантаження.

Однією з основних характеристик електростанції є встановлена потужність, яку визначають як суму номінальних потужностей усіх турбогенераторів. При цьому під *номінальною потужністю* розуміють найбільшу потужність, з якою турбогенератор може працювати тривалий час у режимах, які залежать від технічних умов.

Щоб оцінити напруженість роботи електростанції і те, як використовують основне устаткування, вводять коефіцієнт використання встановленої потужності станції $\mu_{в.в.п.}$, який являє собою відношення кількості виробленої енергії E протягом року до можливої кількості виробленої енергії за той самий період під час роботи електростанції з встановленою потужністю $N_{ев.п.}$:

$$\mu_{в.в.п.} = \frac{E}{N_{ев.п.} \tau_p}, \quad (5.2)$$

де $\tau_p = 8760$ год – кількість годин у році.

Робота електростанції характеризується також кількістю годин використання встановленої потужності за рік

$$\tau_{в.в.п.} = \frac{E}{E_{в.п.}}. \quad (5.3)$$

Із залежностей (5.2) і (5.3) видно, що $\mu_{в.в.п.}$ і $\tau_{в.в.п.}$ зв'язані:

$$\mu_{в.в.п.} = \frac{\tau_{в.в.п.}}{\tau_p} = \frac{\tau_{в.в.п.}}{8760}. \quad (5.4)$$

Кількість годин використання встановленої потужності залежить від того, у якому режимі працює електростанція, тобто чи є вона базовою, піковою або несе проміжне навантаження. Для електростанцій, які працюють з базовим навантаженням, кількість годин використання встановленої потужності зазвичай дорівнює 6 000...7 000 год/рік, а для спеціальних пікових установок може становити 2 000...3 000 год/рік.

Графіки електричних навантажень використовують у плануванні електричних навантажень електростанцій і систем, для розподілу навантажень між окремими електростанціями і агрегатами, у розрахунках кількості вахтеного складу робітників і кількості резервного устаткування, визначенні потрібної встановленої потужності і резерву, кількості й одиначної потужності агрегатів, для розробки планів ремонту устаткування і визначення ремонтного резерву, а також для вирішення ряду інших завдань.

Споживачів забезпечують тепловою енергією за графіками теплового навантаження.

Теплова енергія потрібна для технологічних процесів у промисловості, для опалення, вентиляції та кондиціонування повітря, а також для побутових потреб виробничих, житлових та громадських будинків. Для виробничих потреб використовують насичену пару тиском від 0,15 до 1,6 МПа. Однак щоб зменшити втрати під час транспортування й уникнути безупинного дронування води з комунікацій електростанції пару відпускають з невеликим перегрівом. Гарячу воду на опалення, вентиляцію і побутові потреби подають з температурою від 70 до 180 °С.

Теплове навантаження ТЕЦ, зумовлене витратою теплоти на виробничі процеси і побутові потреби (гаряче водопостачання), практично не залежить від зовнішньої температури повітря, хоча влітку вона дещо менша, ніж узимку. Водночас промислове та побутове теплове навантаження різко змінюється протягом доби. Крім того, середньодобове навантаження на побутові потреби наприкінці тижня і в передсвяткові дні значно вище, ніж в інші робочі дні тижня. Типовий графік зміни добового теплового навантаження промислових підприємств наведено на рис. 5.8.

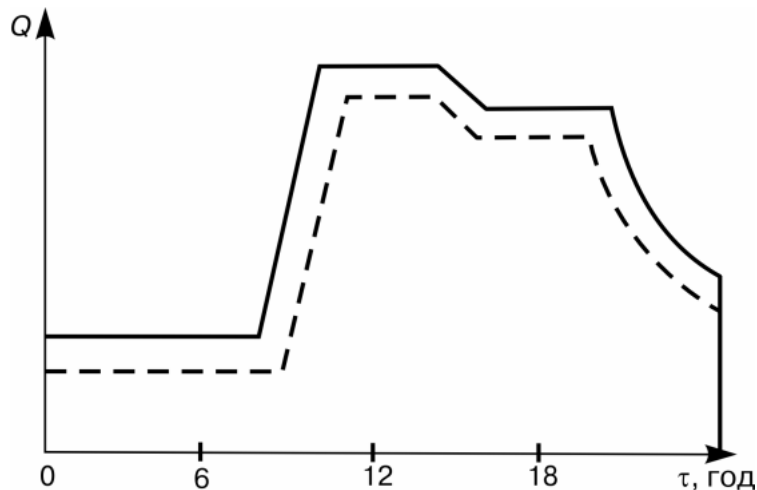


Рис. 5.8. Графік добового теплового навантаження підприємств

Опалювальне теплове навантаження, витрата теплоти на вентиляцію та кондиціонування повітря залежать від температури зовнішнього повітря і мають сезонний характер. Витрата теплоти на опалення найбільша взимку, і цілком немає її в літній період, на кондиціонування повітря теплоту витрачають тільки влітку.

На рис. 5.9 наведено річний графік опалювального навантаження, а на рис. 5.10 – сумарний річний графік теплового навантаження за тривалістю. Кількість годин використання максимуму цього навантаження визначають зі співвідношення

$$\tau_{\max} = \frac{Q_p}{Q_{\max}}, \quad (5.5)$$

де Q_p – загальна кількість теплоти, що відпускає ТЕЦ протягом року, ГДж/рік; Q_{max} – максимальне теплове навантаження, ГДж/год.

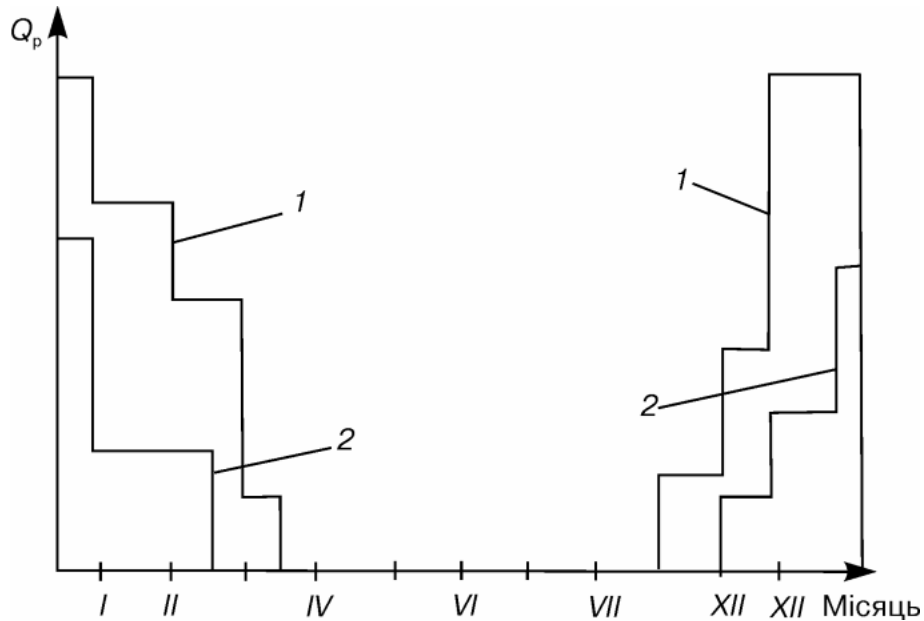


Рис. 5.9. Річний графік опалювального навантаження:
1 – максимальні значення; 2 – мінімальні значення

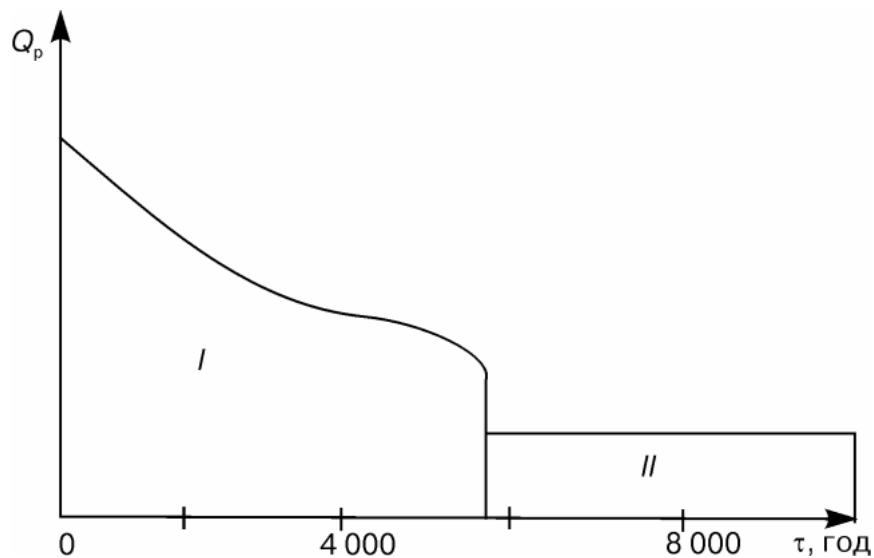


Рис. 5.10. Сумарний річний графік теплового навантаження за тривалістю:
I – опалювальний період; II – літній період

За аналогічними співвідношеннями можна визначити також кількість годин використання максимуму окремо для опалювально-побутового і промислового навантажень. Для промислового навантаження τ_{max} може досягати 6 000 год/рік, водночас для опалювально-побутового зазвичай знаходиться в межах 2 500...4 000 год/рік.

Отже, від технологічного навантаження збільшується кількість годин використання максимуму загального теплового навантаження. Однак для

великих міських і приміських ТЕЦ основним видом теплового навантаження є опалювальне. Кількість годин використання максимуму опалювального навантаження менша, ніж електричного.

5.6. Техніко-економічні показники ТЕС. Оцінка економічності роботи теплової електростанції

Ефективність роботи ТЕС характеризується різними техніко-економічними показниками. Одні з них оцінюють досконалість теплових процесів, наприклад показники теплової економічності, до яких належать ККД агрегатів, цехів і всієї електростанції загалом, а також витрати теплоти і палива на одиницю виробленої енергії. Інші характеризують умови, у яких працює теплова електростанція, наприклад показники режиму, до яких належать: співвідношення конденсаційного і комбінованого виробництва електроенергії, коефіцієнт використання і кількість годин використання встановленої потужності, показники чисельності персоналу (витрати праці) і вартості спорудження електростанції (капітальні витрати). Найбільш важливими і повними показниками роботи ТЕС є *собівартість електроенергії і теплоти*.

Теплова економічність КЕС, яка виробляє тільки електроенергію, характеризується ККД станції, який являє собою співвідношення виробленої електроенергії до хімічної енергії (теплоти згорання) витраченого палива

$$\eta_{\text{КЕС}}^{\text{бр}} = \frac{E_{\text{вир}}}{BQ_{\text{H}}^{\text{p}}} \quad (5.6)$$

або

$$\eta_{\text{КЕС}}^{\text{н}} = \frac{E_{\text{від}}}{BQ_{\text{H}}^{\text{p}}}, \quad (5.7)$$

де $E_{\text{вир}}$ і $E_{\text{від}}$ – відповідно кількість виробленої та відпущеної електроенергії, кВт·год/рік; Q_{H}^{p} – теплота згорання палива, кДж/кг; $\eta_{\text{КЕС}}^{\text{бр}}$, $\eta_{\text{КЕС}}^{\text{н}}$ – відповідно ККД бруто і нетто; B – витрата палива, кг/рік.

Різниця $E_{\text{вир}} - E_{\text{від}} = E_{\text{в.п}}$ являє собою витрату електроенергії на власні потреби станції.

З виразів (5.6) і (5.7) можна отримати співвідношення, щоб визначити витрати палива на вироблену $B_{\text{вир}}^{\text{e}}$ та відпущену $B_{\text{від}}^{\text{e}}$ електроенергію. Поділивши ці вирази на кількість виробленої енергії $E_{\text{вир}}$ і на кількість відпущеної енергії $E_{\text{від}}$ відповідно отримаємо значення питомих витрат умовного палива на 1 кВт·год виробленої та відпущеної електроенергії:

$$b_{\text{вир}}^e = \frac{0,123}{\eta_{\text{КЕС}}^{\text{бр}}};$$

$$b_{\text{від}}^e = \frac{0,123}{\eta_{\text{КЕС}}^{\text{н}}}.$$

Теплову економічність різних КЕС між собою порівнюють за питомою витратою умовного палива на 1 кВт·год виробленої та відпущеної електроенергії, між якими існує така залежність:

$$b_{\text{від}}^e = \frac{b_{\text{вир}}^e \cdot 100}{100 - e_{\text{в.п}}},$$

де $e_{\text{в.п}} = \frac{E_{\text{в.п}}}{E_{\text{вир}}} \cdot 100$ – питома витрата електроенергії на власні потреби

КЕС; $E_{\text{в.п}}$ – витрата електроенергії на власні потреби, кВт·год.

На діючій станції показник теплової економічності визначають витратами палива, кількістю виробленої та відпущеної електроенергії.

Економія палива у процесі комбінованого виробництва на ТЕЦ теплової і електричної енергії порівняно з роздільним визначає *економічну ефективність ТЕЦ*, отриману за рахунок використання відпрацьованої теплоти паросилового циклу. Щоб обчислити ККД ТЕЦ в цілому, ураховують два питомі ККД, які визначають економічність виробництва електроенергії і теплоти окремо. Основним з них є ККД виробництва електроенергії

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^e = \frac{E_{\text{вир}}}{B_e Q_H^p}, \quad (5.8)$$

де B_e – витрата палива на виробництво електроенергії.

Другий показник економічності ТЕЦ – ККД виробництва теплоти для зовнішнього теплового споживання

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^t = \frac{Q_{\text{від}}}{B_t Q_H^p}, \quad (5.9)$$

де B_t – витрата палива на виробництво теплоти, яку відпускають споживачеві.

Основною умовою цього методу є тотожність ККД ТЕЦ і ККД (нетто) котельного агрегату (парогенератора) у процесі роздільного виробництва теплоти $\eta_{\text{ТЕЦ}}^t = \eta_{\text{ш}}^{\text{н}}$. При цьому всю економію від застосування комбінованого виробництва електроенергії і теплоти відносять до виробництва електроенергії. Таке припущення призводить до того, що ККД виробниц-

тва електроенергії комбінованим способом досягає 75–80 % замість 35–40 % на сучасних КЕС.

Розрахунок економічності ТЕЦ за цим методом показує, що підвищення $\eta_{\text{ТЕЦ}}^e$ прямо пропорційне підвищенню частки комбінованого вироблення електроенергії. Тому ТЕЦ зацікавлена основну кількість теплоти відпускати споживачам з відборів турбіни при параметрах пари, прийнятних для споживача. Відпуск теплоти через РОУ або від водогрійних котлів бажано звести до мінімуму.

Отже, показник економічності ТЕЦ $\eta_{\text{ТЕЦ}}^e$ стимулює збільшення комбінованого виробництва електроенергії і теплоти.

За такою методикою порівняння теплової економічності ТЕЦ і роздільної установки (КЕС і котельної) зводиться до порівняння їх питомої витрати палива ($b_{\text{ТЕЦ}}^e$ і $b_{\text{КЕС}}^e$). Виміряну загальну витрату палива $B_{\text{ТЕЦ}}$ на ТЕЦ розподіляють на виробництво електроенергії B_e і теплоти B_T пропорційно кількості теплоти, витраченої на кожний вид енергії.

Витрати електроенергії і теплоти на власні потреби пов'язані з виробництвом кожного виду енергії. Теплові втрати також розподіляються пропорційно кількості теплоти, віднесеної на кожний вид енергії (електричної і теплової), і включаються в обумовлені витрати палива B_e і B_T відповідно.

Визначаючи витрати палива на відпущену теплову енергію на ТЕЦ, у розрахунок беруть сумарну величину $Q_{\text{від}} + Q_{\text{від}}^{\text{втр}}$, де $Q_{\text{від}}$ – відпущена споживачеві тепла енергія з урахуванням теплоти поверненого конденсату; $Q_{\text{від}}^{\text{втр}}$ – сума втрат теплової енергії на ТЕЦ, пов'язаних з втратами:

- у паропроводах відборів турбіни до точок заміру відпущеної теплової енергії у споживача;
- в основних і пікових підігрівниках мережевої води;
- у пароперетворювачах, РОУ та паропроводах, які з ними зв'язані;
- на підготовку і підігрів хімічно очищеної води для поповнення не поверненого конденсату та підживлення теплової мережі;
- у парогенераторах під час продувки системи.

Крім того, до B_T включено частку палива, витрачену на виробництво електроенергії, що виконується для роботи мережевих, підживлювальних та конденсатних насосів для відпуску теплової енергії споживачеві.

Витрату палива на виробництво електроенергії B_e можна визначити за формулою

$$B_e = B_{\text{ТЕЦ}} \left[1 - \frac{Q_{\text{від}} + Q_{\text{від}}^{\text{втр}}}{(Q_{\text{пр}}^{\text{бр}} - Q_{\text{пр}}^{\text{в.п}}) \eta_{\text{пр}}} \right] \frac{E_{\text{від}}}{E_{\text{від}} - E_{\text{в.п}}^T}, \quad (5.10)$$

де $Q_{\text{пг}}^{\text{бр}}$ – теплота (брутто), вироблена парогенераторами ТЕЦ; $Q_{\text{пг}}^{\text{в.п}}$ – витрата теплоти на власні потреби парогенераторів; $E_{\text{в.п}}^{\text{т}}$ – сумарні витрати електроенергії на власні потреби, пов’язані з відпуском теплоти споживачеві.

Використовуючи значення B_e , можна визначити питому втрату палива $b_{\text{від}}^e$ на 1 кВт·год відпущеної електроенергії і питомий ККД ТЕЦ $\eta_{\text{ТЕЦ}}^{e(\text{від})}$ на відпущення електроенергії:

$$b_{\text{від}}^e = \frac{B_e}{E_{\text{від}}}; \quad (5.11)$$

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{e(\text{від})} = \frac{E_{\text{від}}}{B_e Q_{\text{н}}^{\text{р}}}. \quad (5.12)$$

За відомим значенням $B_{\text{т}} = (B_{\text{ТЕЦ}} - B_e)$ визначають питомий ККД ТЕЦ для виробництва теплоти $\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{т}}$ і питому витрату палива на відпущену теплову енергію:

$$b_{\text{від}}^{\text{т}} = \frac{B_{\text{т}}}{Q_{\text{від}}}. \quad (5.13)$$

Собівартість відпущеної з ТЕС електричної енергії є важливим техніко-економічним показником. Вона дорівнює відношенню річних витрат $Z_{\text{рік}}$ до річної кількості відпущеної електроенергії $E_{\text{від}}^{\text{рік}}$:

$$s = \frac{Z_{\text{рік}}}{E_{\text{від}}^{\text{рік}}}. \quad (5.14)$$

Річні витрати $Z_{\text{рік}}$ складаються з витрат на паливо $Z_{\text{п}}$, на поточні і капітальні ремонти $Z_{\text{к}}$ і витрат на зарплату персоналу $Z_{\text{пер}}$:

$$Z_{\text{рік}} = Z_{\text{п}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пер}}. \quad (5.15)$$

Паливну складову витрат знаходять за формулою

$$Z_{\text{в}} = B_{\text{рік}} \Pi_{\text{у.п}}, \quad (5.16)$$

де $B_{\text{рік}}$ – річна витрата палива, кг; $\Pi_{\text{у.п}}$ – ціна 1 кг умовного палива, грн/кг.

Складову витрат на ремонти визначають зі співвідношення

$$Z_{\text{к}} = p_{\text{к}} k, \quad (5.17)$$

де $p_{\text{к}}$ – коефіцієнт, що враховує відрахування від капіталовкладень, ($p_{\text{к}} = 0,1 \dots 0,11$); k – розмір капітальних витрат на спорудження КЕС, грн.

Витрати на зарплату персоналові знаходять за формулою

$$Z_{\text{пер}} = 1,4 \Pi c N_{\text{вст}}, \quad (5.18)$$

де 1,4 – коефіцієнт, що враховує нарахування на зарплату; Π – штатний коефіцієнт, осіб/МВт; c – середня річна зарплата, грн/(осіб·рік); $N_{\text{вст}}$ – встановлена електрична потужність агрегатів, МВт.

Ураховавши співвідношення (5.12) – (5.14) та (5.3), з рівняння (5.14) отримаємо

$$s = b_{\text{від}}^{\text{рік}} \Pi_{\text{у.п}} + \frac{p_{\text{к.к}} + 1,4 \Pi_{\text{с}} N_{\text{вст}}}{\tau_{\text{в.в.п}} (1 - K_{\text{в.п}}^{\text{рік}})}, \quad (5.19)$$

де $K_{\text{в.п}}^{\text{рік}}$ – коефіцієнт, що враховує, яку частину виробленої енергії витрачено на власні потреби на рік.

Для техніко-економічного порівняння варіантів ТЕС використовують не собівартість, а питомі розрахункові витрати, що враховують ефективність капіталовкладень, яку визначають за формулою

$$z = s + \frac{E_{\text{н.к}}}{\tau_{\text{уст}} (1 - K_{\text{с.н}}^{\text{рік}})}, \quad (5.20)$$

де $E_{\text{н}}$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, прийнятий для енергетики рівним 0,12.

Варіант з мінімальним значенням питомих розрахункових витрат (z) є економічно найвигіднішим. Порівнювані варіанти треба доводити до однакового енергетичного ефекту (однакові потужності, рівні кількості відпущеної електроенергії і теплоти, однакові надійності електро- і теплопостачання).

Для розрахунку *собівартості теплової і електричної енергії на ТЕЦ* треба розділити річні витрати між цими двома видами продукції. Витрати на паливо поділяють пропорційно розподілу палива на електроенергію і теплоту:

$$z_{\text{п}}^{\text{е}} = B_{\text{е}}^{\text{рік}} \Pi_{\text{п}}; \quad (5.21)$$

$$z_{\text{п}}^{\text{т}} = B_{\text{т}}^{\text{рік}} \Pi_{\text{п}}. \quad (5.22)$$

Витрати машинного залу та електроцеху (45 % амортизаційних витрат і 35 % витрат на персонал) цілком відносять на виробництво електроенергії. Загальностанційні питомі витрати (5 % амортизаційних відрахувань, 30 % витрат на зарплату) розподіляють між тепло- і електроенергією пропорційно витратам цехів:

$$s_{\text{е.від}} = \frac{z_{\text{п}}^{\text{е}}}{E_{\text{від}}^{\text{рік}}}; \quad (5.23)$$

$$s_{\text{т.від}} = \frac{z_{\text{п}}^{\text{т}}}{Q_{\text{від}}^{\text{рік}}}. \quad (5.24)$$

Техніко-економічні показники ТЕС залежать від таких показників надійності устаткування.

1. Коефіцієнт готовності за часом

$$K_{\text{гот}} = \frac{\tau_{\text{роб}}}{\tau_{\text{роб}} + \tau_{\text{ав}}}, \quad (5.25)$$

де $\tau_{\text{роб}}$ – термін справної роботи, год; $\tau_{\text{ав}}$ – термін аварійного стану, год. Реально $K_{\text{гот}}$ для парогенераторів становить 0,95...0,97, для парових турбін 0,96...0,98.

2. Коефіцієнт технічного використання за часом

$$K_{\text{т.в}} = \frac{\tau_{\text{роб}}}{\tau_{\text{роб}} + \tau_{\text{ав}} + \tau_{\text{рем}}}, \quad (5.26)$$

де $\tau_{\text{рем}}$ – термін планових ремонтів, год. Реально $K_{\text{т.в}}$ приблизно становить 0,85...0,9.

Контрольні питання

1. Призначення й основні типи ТЕС.
2. Типові схеми ТЕС.
3. Особливості технологічної схеми ТЕС, що працює на твердому паливі.
4. Особливості реалізації циклу Ренкіна.
5. Особливості конденсаційних і теплофікаційних ТЕС.
6. Міні-ТЕЦ. Теплофікація і централізоване теплопостачання.
7. Графіки електричних і теплових навантажень ТЕС.
8. Коефіцієнт використання встановленої потужності і кількості годин використання встановленої потужності.
9. Базові та пікові енергоустановки.
10. Техніко-економічні показники ТЕС.
11. Питомі капітальні витрати і показники собівартості виробітку електричної і теплової енергії.

Розділ 6

ВПЛИВ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ НА НАВКОЛИШНЄ ПРИРОДНЕ СЕРЕДОВИЩЕ

Через негативний вплив енерговиробництва, яке постійно зростає, у багатьох регіонах уже сьогодні створилася небезпечна екологічна обстановка, основними ознаками якої можна вважати таке:

1. Басейни рік, які протікають у густонаселених районах (наприклад, р. Дніпро), вийшли з природного стану і перетворилися в транспортні, енергетичні, меліоративні та каналізаційні системи.

2. Повітряний басейн забруднено газовими й аерозольними викидами (CO_2 , поліциклічні ароматні вуглеводні, CO , NO_x , SO_x , зола, сажа та ін.). Усе це призводить до таких незворотних процесів, як руйнування озонового шару (існує на висоті 30 км і захищає поверхню Землі від згубного для життя космічного випромінювання); виникнення парникового ефекту (селективне поглинання триатомними газами інфрачервоного перевипромінювання від поверхні Землі в космічний простір); утворення «льодникового» ефекту (накопичення в стратосфері дрібних твердих частинок, які відбивають сонячне випромінювання і визначають «недогрів» земної кулі).

3. Викиди теплової енергії в навколишнє середовище, що є причиною теплового забруднення, призводять до зміни клімату в локальних енергонасичених районах і великих містах.

4. Забруднення ландшафту, знищення лісів, рослинності, диких тварин, плодоносного шару та ін., що впливає на безпеку життєдіяльності людей у таких місцевостях.

5. Оптичне забруднення атмосфери у великих містах у зв'язку зі складною системою поглинання, відбивання та розсіювання сонячних променів за наявності відповідних газових забруднень атмосфери.

6. Забруднення ґрунтових вод стоками ТЕС та інших промислових об'єктів.

7. Акустичне (шум), електромагнітне й електростатичне забруднення навколишнього середовища.

Одним з основних джерел забруднення навколишнього середовища є ТЕС. Схему взаємодії ТЕС (на базі конденсаційних паротурбінних установок) з навколишнім середовищем подано на рис. 6.1. Робота ТЕС негативно впливає на всі компоненти біосфери: атмосферу, гідросферу та літосферу.

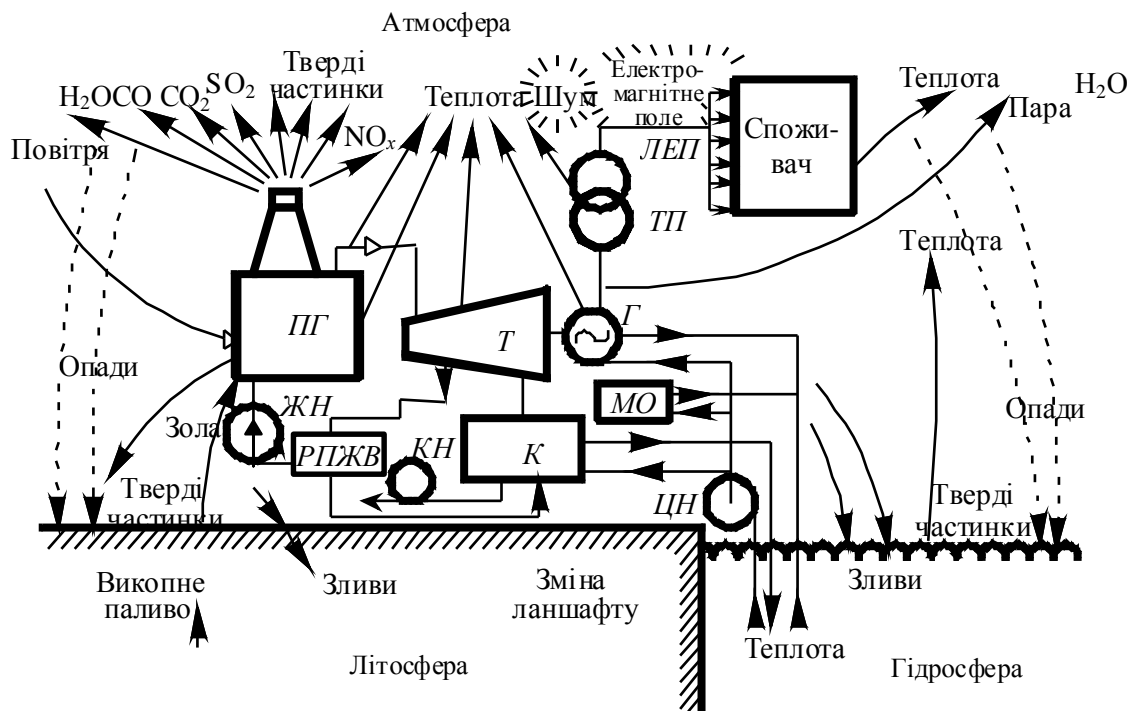


Рис. 6.1. Схема взаємодії ТЕС з навколишнім середовищем:

ПГ – парогенератор; Т – турбіна; К – конденсатор; ЖН, КН, ЦН – відповідно живильні, конденсатні і циркуляційні насоси; РПЖВ – регенеративний підігрів живильної води; Г – генератор електричного струму; МО – масоохолоджувач; ТП – трансформаторна підстанція; ЛЕП – лінії електропередач

6.1. Газові та аерозольні забруднювальні викиди та їх шкідливий вплив

До забруднювальних газових і аерозольних викидів об'єктів енергетики належать викиди різного характеру, які порушують рівновагу природного середовища в локальних (місцевих), регіональних і глобальних масштабах, а також умови проживання живих організмів.

Найбільш імовірні газові та аерозольні забруднювальні викиди енергетичного об'єкта наведено в табл. 6.1.

Таблиця 6.1. Основні види газових і аерозольних забруднювальних викидів енергетичних об'єктів

Паливо	Аерозолі		Гази					
	Зола	Сажа	CO ₂	H ₂ O	NO ₂	SO ₂	NO	CO
Природний газ	–	–	+	+	+	–	+	+
Мазут	+	+	+	+	+	+	+	+
Вугілля	++	+	+	+	+	+	+	+

У табл. 6.1 використано умовні позначення, які характеризують імовірність появи тих або тих викидів під час спалювання різних видів палива: «++» – дуже висока; «+» – висока; «–» – низька або немає.

Під час спалювання рідкого і твердого палива відбуваються викиди у вигляді твердих частинок, які, потрапляючи в атмосферу, утворюють так звані аерозолі. Аерозолі можуть бути нетоксичними (зола) і токсичними, наприклад частинки вуглецю, на поверхні яких може адсорбуватися бенз(а)пірен ($C_{20}H_{12}$) – сильнодіюча канцерогенна сполука.

Газові викиди також можуть бути токсичними (NO_2 , SO_2 , NO , CO та ін.) і нетоксичними (CO_2 і H_2O). Усі триатомні гази (H_2O , NO_2 , SO_2 і особливо CO_2) належать до «парникових газів», тому що вони характеризуються селективною поглинальною спроможністю в інфрачервоній області теплового випромінювання і сприяють утворенню парникового ефекту.

Газові викиди, потрапляючи в атмосферу, чинять складний фізико-хімічний (на першій стадії) і біологічний (на наступних стадіях) вплив на живі організми і насамперед на людину, рівень і характер якого залежить від їх концентрації в повітрі (рис. 6.2).

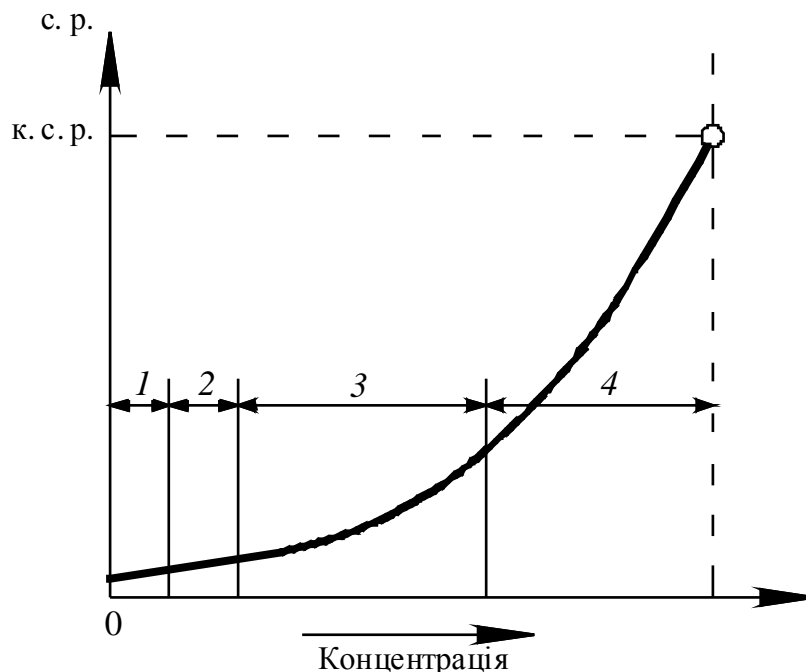


Рис. 6.2. Залежність ступеня ризику для людини від концентрації токсичних газів в атмосфері: 1–4 – фази впливу; с. р. – ступінь ризику; к. с. р. – критичний ступінь ризику

Як видно з рис. 6.2, зі зростанням концентрації токсичних газів поступово підвищується ступінь ризику (перші три фази), різко підвищуючись на четвертій – останній фазі.

Визначальні концентрації, які зумовлюють трансформацію ступеня ризику (с.р.), залежать від виду токсичного викиду (табл. 6.2). Концентрація токсичного газу наприкінці четвертої фази визначає критичний ступінь ризику (к.с.р., рис. 6.2) – небезпечний для життя рівень через короточасний вплив.

Таблиця 6.2. Дія деяких токсичних газоподібних речовин на людину

Тривалість і характер впливу	Вміст у повітрі, мг/м ³		
	CO	SO ₂	NO _x
Декілька годин без помітної дії	115	65	15
Ознаки легкого отруєння або подразнення слизових оболонок через 2–3 год	15...575	130	20
Можливе серйозне отруєння через 30 хв	2 300...3 500	210...400	100
Небезпечно для життя, якщо вплив короткочасний	5 700	1 600	150

Сукупний вплив газових і аерозольних викидів енергетичних об'єктів може призвести до появи різних шкідливих екологічних ефектів, зокрема кризових ситуацій у біосфері. До останніх належать: погіршення прозорості атмосфери (локальний і регіональний характер), утворення опадів і кислотних дощів (локальний і регіональний характер), парниковий ефект (регіональний і глобальний характер).

Погіршення прозорості атмосфери і фотохімічний смог. Прозорість атмосфери, установлену візуальними спостереженнями, у метеорології визначають параметром, що називають «дальність бачення». Дальність бачення являє собою максимальну відстань у заданому напрямку, на якому неозброєним оком у денний час ще можна побачити і розрізнити рельєфний темний предмет, який знаходиться над лінією обрію.

Наявність в атмосфері звичайних для промислових міст аерозолей, діоксидів вуглецю, сірки і азоту в сполученні з підвищеною вологістю зменшує дальність бачення, що знижує на 20–50 % кількість сонячних днів (порівняно із сільськогосподарськими районами), зменшує інтенсивність ультрафіолетового випромінювання (наприклад, у Парижі на 25–30 %, Берліні на 17–23 % порівняно з прилеглими сільськогосподарськими районами). Усе це порушує рух і спричиняє аварії автомобільного, морського і повітряного транспорту, знижує врожайність сільськогосподарських культур і змінює мікроклімат.

Основні забруднювачі, які впливають на прозорість атмосфери:

- викиди, що містять пил, дим, сажу та інші тверді частинки, які позначаються як загальна кількість аерозолу (ЗКА);
- SO₂ та інші газоподібні сполуки сірки, які з високою швидкістю реагують в атмосфері, створюючи сполуки сульфату і сірчаної кислоти, що знаходяться у вигляді аерозолу;
- NO і NO₂, які реагують, утворюючи нітрат і HNO₃ у вигляді частинок, які входять до складу аерозолу (за певних умов червонобурий колір NO₂ може стати причиною зміни кольору димових викидів і появи бурої димки в міських районах);
- фотохімічне забруднення повітря, пов'язане з утворенням у результаті фотохімічних реакцій шкідливих аерозолей з частинками субмікрометрових розмірів.

Є й інші забруднення, які впливають на прозорість атмосфери.

Висота шару перемішування викидів з атмосферним повітрям, тобто відстань, протягом якої відіграють активну роль природні, що виникають біля поверхні землі, або примусові турбулентні течії, також впливає на концентрацію забруднювальних речовин, які генеруються на поверхні. Чим інтенсивніше перемішування і чим на більшій висоті, за інших рівних умов, воно відбувається, тим менша концентрація твердих частинок і вища прозорість атмосфери.

Природа впливу відносної вологості складніша, оскільки вона пов'язана з хімічним впливом на матеріал частинок, наявних в атмосфері. Багато забруднювальних матеріалів, а також частинок природних аерозолів гігроскопічні: вони поглинають воду, збільшуючись у розмірах, починаючи виявляти гігроскопічні властивості і розм'якшуватися при відносній вологості 70–80 %. У результаті з частинок може виникнути щільна димка ще до того, як відбудеться повне насичення з утворенням справжнього туману або водяних крапель.

Діоксид азоту NO_2 за наявності в атмосфері вуглеводів C_xH_y у визначених погодних умовах може стати джерелом ще однієї кризової екологічної ситуації, яку називають «смогом», що вперше був зафіксований у вигляді лос-анджелеських туманів у 1948–1959 рр.

Природа цього явища полягає в тому, що від ультрафіолетового опромінення діоксиду азоту в атмосфері перебігають хімічні реакції з утворенням оксиду азоту NO і озону O_3 . Надлишковий уміст у повітрі оксиду азоту може ініціювати процес розкладання озону.

За наявності в атмосфері вуглеводів C_xH_y відбувається їх окиснення з утворенням альдегідів, нітратів тощо. Окис азоту перетворюється на двоокис, з'являється озон, а також пероксіацетилнітрат (PAN). З'єднуючись, O_3 , NO_2 і PAN утворюють фотохімічні оксиданти, які є однією з причин фотохімічного смогу.

Сполуки, які утворюються при цьому, токсично діють на людину, призводячи до порушення серцево-судинної діяльності, отруєння дихальних шляхів та інших захворювань організму.

Утворення опадів і кислотних дощів. Ці процеси також пов'язані з наявністю в атмосфері аерозолів і оксидів SO_2 та NO_2 . Кліматичний цикл випадання опадів має життєво важливе значення для всього людства. Великомасштабні впливи на процеси утворення опадів можуть зумовити дуже серйозні наслідки. Виявом таких впливів є кислотні дощі, які мають низькі значення pH^* . Зміна значення pH опадів може викликати багато

* pH – так зване водневе число, за допомогою якого якісно оцінюють кислотність середовища. Для $\text{pH} = 7$ середовище вважають нейтральним, для $\text{pH} > 7$ – лужним і для $\text{pH} < 7$ – кислотним.

проблем, пов'язаних з біосферою; аналізу цих проблем на кількісному рівні приділяють велику увагу й інтенсивні дослідження.

У нижніх шарах атмосфери постійно наявні водяні пари і гігроскопічні солі (наприклад, морська сіль). Частинки гігроскопічних солей виконують роль ядер конденсації (ЯК). У процесі насичення вологою ЯК набухають і змінюють свої розміри від декількох мікрометрів до декількох міліметрів.

У теплих хмарах є тільки ЯК, їх концентрація може досягати від 1 до 100 ЯК/см³.

У холодних хмарах крім ЯК можуть бути і ядра замерзання (ЯЗ), концентрація яких досить мала – до 10⁻³ ЯЗ/см³.

Тому механізм утворення опадів у теплих і холодних хмарах різний. У теплих хмарах визначальним є процес осідання великих ЯК і їх зіткнення з дрібними ЯК (коагуляція). При цьому зменшується концентрація ЯК і збільшується їх діаметр, а також можливий поділ великих ЯК на дрібні під аеродинамічним впливом (наприклад, за рахунок турбулентності) і повернення системи в початковий стан або випадання ЯК з хмари у вигляді дощових крапель.

Механізм утворення опадів у холодній хмарі пояснюється дією ефекту переохолодження ЯК (температура переохолодження може досягати мінус 40 °С) і наявності градієнта тиску пари води поблизу поверхні частинок ЯК і ЯЗ. У зв'язку з вищим парціальним тиском пари води у поверхні ЯК відбувається дифузійне перенесення вологи до поверхні ЯЗ. При цьому зростає розмір ЯЗ і можливе їх перетворення на снігові пластівці, які, випадаючи, можуть утворювати дощ (проходячи через теплі шари атмосфери), град чи снігопад.

Викиди енергетичних об'єктів у вигляді SO₂ або NO₂ не змінюють природний механізм утворення опадів, але змінюють умови утворення ЯК і ЯЗ. Це пов'язано з тим, що, потрапляючи в атмосферу, оксиди сірки й азоту утворюють відповідні кислоти і солі.

Солі сірчистої (сульфіди) й азотної (нітрати) кислот, які характеризуються високою гігроскопічністю, є додатковим джерелом генерування ЯК і ядер вимивання, що може бути причиною порушення природного циклу утворення опадів.

Атмосферні забруднення впливають на процеси, які відбуваються в теплій хмарі, таким чином. По-перше, додаткове введення дрібних гігроскопічних частинок у хмару може збільшити концентрацію ЯК, інтенсифікуючи утворення крапель у хмарі й водночас зменшуючи їх розмір. Збільшення кількості маленьких крапель переважно знижує ефективність процесу утворення опадів. По-друге, атмосферні забруднення можуть збільшити кількість великих ЯК. Завдяки цьому відбувається більш ефектив-

ний механізм утворення опадів за рахунок зіткнення. Отже, атмосферні забруднення можуть як прискорювати, так і уповільнювати утворення опадів.

Атмосферні забруднення можуть впливати на процес утворення опадів у холодних хмарах так само, як і в теплих хмарах, тобто підвищувати концентрацію ЯЗ. Незначне збільшення кількості ЯЗ, наприклад під час розсіювання хмар, інтенсифікує процес утворення опадів унаслідок зростання швидкості нагромадження частинок розміром, потрібним для випадання. Однак значне збільшення кількості ЯЗ може спричинити «перезасів», коли утвориться надлишок частинок льоду і ймовірність утворення частинок потрібного розміру зменшується.

Важливішим є вплив атмосферних забруднень на хімічні процеси, які відбуваються під час утворення опадів. Це пов'язано із захопленням забруднювачів краплями і частинками опадів. Основний ефект полягає в зниженні рівня рН опадів унаслідок нагромадження кислих сполук.

Залучення забруднювальних речовин у процес утворення опадів у хмарі може відбуватися за рахунок дифузії забруднень до крапель. Цей процес, що називають внутрішньохмарним вимиванням, унаслідок значної тривалості контакту є найважливішим для захоплення забруднень, особливо, якщо вони рівномірно розподілені в атмосфері. Якщо опади проходять через забруднений шар атмосфери, нагромадження кислотних забруднень називають процесом підхмарного вимивання. Він може відігравати істотну роль за наявності сильно забруднених шарів поблизу поверхні Землі.

Газові викиди, які містять сірку, можуть призвести до нагромадження в опадах як газоподібного SO_2 , так і сульфатів або сірчаної кислоти у вигляді аерозолу. У результаті кислотність опадів значно зростає.

Оксиди азоту, зокрема NO і NO_2 , в атмосфері окиснюються в нітрати і HNO_3 , у результаті нагромадження яких в осадах також зменшується рН.

Уперше з проблемою випадання опадів з низьким рН зіткнулися в Скандинавії наприкінці 60-х років ХХ ст. Спричинило це явище, яке називали «кислотний дощ», значне збільшення викидів забруднень, що містять сірку, в інших частинах Європи, хоча певну роль відіграли і місцеві викиди. У багатьох районах підвищена кислотність опадів значно не впливає на властивості ґрунтів і води, тому що значна буферна спроможність ґрунту дозволяє компенсувати зміни рН опадів. Однак малопотужні льодовикові ґрунти, характерні, наприклад, для Нової Англії і Скандинавії, не мають достатню буферну спроможність. Тоді опади з низьким значенням рН можуть змінити ґрунт, що, у свою чергу, може змінити рН і хімічний склад води у водоймах. Хімічні зміни в ґрунті й у воді – потенційні джерела можливих змін у біосфері.

Руйнування озонового шару. Озон O_3 , який міститься в атмосфері, крім токсичного впливу (у підвищених його концентраціях) на живі організми, зокрема й на людину, виконує і помітну захисну функцію. Нагромаджуючись у верхніх шарах атмосфери, він утворює озоновий шар, який захищає поверхню Землі від космічного випромінювання.

Зменшення товщини озонового шару і подальше його зникнення призводить до утворення так званих «озонових дір» в атмосфері, у результаті чого різко збільшується інтенсивність космічного випромінювання, що потрапляє до поверхні Землі. Природу появи і зникнення озонових дір в атмосфері ще недостатньо вивчено. Один з можливих механізмів руйнації озонового шару може визначатися його високою хімічною активністю і насамперед можливістю хімічної реакції озону O_3 з монооксидом азоту NO з утворенням діоксиду азоту NO_2 і кисню O_2 .

Зменшення озонового шару та збільшення космічного випромінювання може спричинити незворотні негативні наслідки у вигляді мутації і переродження живих організмів: канцерогенні захворювання людей від підвищеної дози космічного опромінення, зниження народжуваності населення і погіршення врожайності сільськогосподарських культур.

6.2. Тепловий вплив об'єктів енергетики на навколишнє середовище

Тепловий вплив об'єктів енергетики, який виявляється в порушенні теплової рівноваги навколишнього середовища, може бути прямим і непрямим.

Прямий тепловий вплив визначається тепловими викидами в біосферу, його рівень залежить від об'ємів спалених паливно-енергетичних ресурсів.

Практично вся хімічна енергія спалюваного органічного палива перетворюється на теплову, причому частина цієї енергії викидається в концентрованому вигляді в навколишнє середовище на самому енергетичному об'єкті: з димовими газами, охолоджувальною водою, частково із золою та шлаком. Решта розсіюється на різних стадіях виробництва, передачі та споживання електричної або теплової енергії, які вироблює енергооб'єкт.

Якщо виходити з рівня споживання ПЕР 2000 р. в усьому світі в кількості 30 млрд т умовного палива на рік і вважати, що вся енергія розсіюється в тому або тому вигляді в навколишньому середовищі, то при теплоті згорання умовного палива 29 300 кДж/кг можна оцінити валовий викид теплової енергії в кількості 900 ексаджоулів на рік (префікс «екса» означає 10^{18}). Водночас основне природне джерело теплової енергії – сонячна енергія – становить $2,4 \cdot 10^6$ ЕДж/рік. Отже, розмір антропогенного теплового забруднення не перевищує 0,04 % від кількості сонячної енергії, що надходить до поверхні Землі.

Це означає, що прямі теплові викиди енергетичних об'єктів не можуть вплинути на тепловий баланс у глобальних масштабах. Однак вони можуть змінити локальний тепловий баланс в атмосфері і гідросфері, що є причиною зміни мікроклімату в місцях високої концентрації енерговиробництва та енергоспоживання. Відомий феномен перевищення температури повітря у великих містах порівняно із сільською місцевістю на 2...3 °С. Він пов'язаний з утворенням областей з підвищеним локальним викидом теплової енергії в атмосферу – так званих «островів теплоти» (рис. 6.3). Такі «острови теплоти» нестійкі в часі через вплив вітру та інших атмосферних факторів.

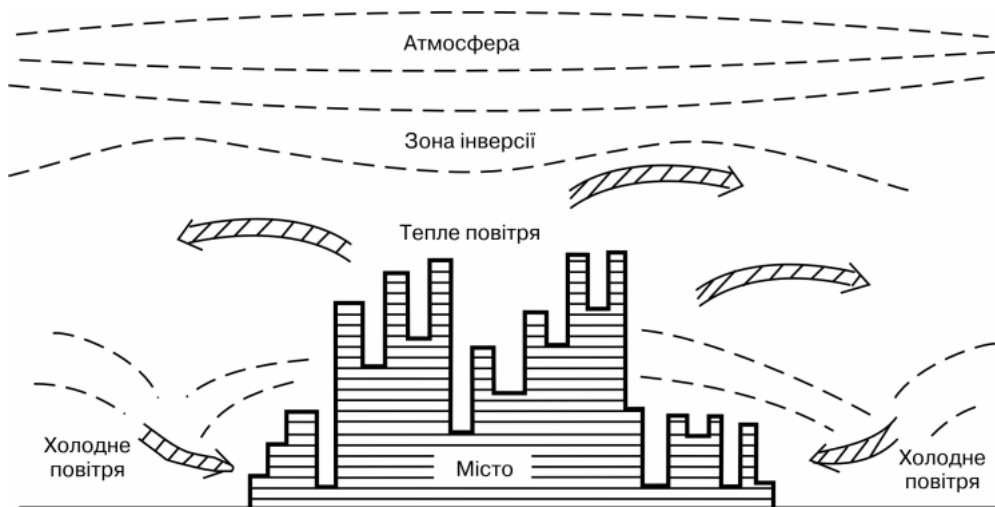


Рис. 6.3. Утворення циркуляції атмосферного повітря в районі «острова теплоти»

Наприкінці ХХ ст. на Землі сформувалася велика кількість регіонів із питомим тепловиділенням в діапазоні 10–100 Вт/м² площею 10⁴–10⁵ км², а також окремі регіони з питомим тепловиділенням до 200 Вт/м² площею близько 100 км². Основний результат теплового впливу в цих регіонах полягає в утворенні стійкого (майже стаціонарного) просторового «купола» повітря з вищою температурою – на 1...4 °С вище рівноважної природної температури.

Будь-яке місцеве джерело теплоти достатньої інтенсивності сприяє утворенню термічної циркуляції, яка чітко виявляється, якщо немає вітру. Цей ефект спостерігають на висотах до декількох сотень метрів. У круглого «острова теплоти» діаметром 10 км при швидкості вітру близько 1 м/с вертикальна швидкість течій, що виникають у шарі завтовшки до 500 м, досягає 10 м/с.

Вплив «острова теплоти» на інші атмосферні процеси різноманітний. Існує прямий зв'язок «островів теплоти» з утворенням туманів, збільшенням атмосферних опадів.

У реальних умовах вплив теплових викидів на окремі водойми, озера або ділянки рік може виявлятися по-різному залежно від біологічної, гід-

рологічної та фізико-хімічної обстановки в цій водоймі, від діапазону, швидкості і частоти зміни температур і їх зв'язку з природними циклами.

Основним фактором теплового впливу на ріки або водойми є підвищення температури води в місці скидання нагрітої води, що зумовлює підвищення середньої температури поверхні водоймища.

За нормами США «Критерії якості води» рекомендується не допускати штучного підвищення температури води над природним рівнем більш ніж на 2,8 °С з урахуванням коливань температури протягом доби. Для озер і водоймищ граничнодопустиме підвищення температури має бути не більш ніж на 1,6 °С, для морських вод влітку – на 0,8 °С, в інші пори року – на 2,2 °С. Ці межі встановлено виходячи з вимог зберігання природних коливань температури води протягом доби для певної пори року. Порушення температурного режиму водойм може змінити біологічну рівновагу. Так, якщо істотно порушено температуру водойм, а також їх гідрологічний режим, бурхливо розвиваються синьо-зелені водорості і як результат цього – цвіте вода, істотно знижується вміст кисню в ній. При цьому можуть кризово змінитися умови розвитку рослиноїдних риб.

Поблизу джерел теплового забруднення рекомендовано залишати коридори, у яких завжди треба підтримувати відповідний для флори і фауни стан води. У річках і каналах поперечний переріз коридорів має бути не менше 75 % від перерізу основного потоку. Допустимі теплові навантаження на водотоки (обумовлені за допустимим підвищенням температури) залежать від стоку, швидкості і характеру течії, організації водоскиду – перемішування гарячої та холодної води.

Зазначене вище однаковою мірою можна віднести і до теплових впливів на літосферу, хоча кількісних даних про неї на сьогодні немає. Можна тільки відзначити, що різноманітні зміни ландшафту (спорудження площадок для золошлаковідвалів, вирубка лісів, асфальтування доріг та ін.) впливають на тепловий режим літосфери в результаті зміни її теплового балансу.

Істотнішим фактором теплового забруднення навколишнього середовища є непрямі впливи – дія парникових газів, підвищення концентрацій яких в атмосфері спричиняє «парниковий ефект».

Образним поняттям «*парниковий ефект*» позначають цілком конкретне явище. Земна атмосфера одержує визначену кількість сонячного випромінювання (ультрафіолетові промені). Не менше 30 % цього випромінювання відразу відбивається в космічний простір хмарами, атмосферним пилом, молекулами повітря і подекуди поверхнею Землі (ділянки, покриті снігом і льодом). Цей процес характеризують поняттям «альbedo» (лат. *albedo* – білизна) – число, що показує, яку частину сонячного світла відбиває певна поверхня.

Решту сонячного випромінювання поглинає поверхня океанів і материків і меншою мірою водяна пара, аерозолі, озон і хмари. Поглинена ними енергія випромінюється назад у космос у вигляді інфрачервоного випромінювання. При цьому частину радіації, яка виходить від поверхні Землі (в інфрачервоній області спектра випромінювання), на зворотному шляху в космос поглинають хмари і триатомні гази, які містяться в атмосфері (CO_2 , SO_2 , NO_2 , O_3 та ін.), що характеризуються селективною поглинальною спроможністю саме в інфрачервоній області випромінювання.

Повторне поглинання інфрачервоного випромінювання (реабсорбція) і зумовлює парниковий ефект. Триатомні гази, що називають «парниковими газами», генерують потік інфрачервоної енергії, частина якої повертається до поверхні Землі, а потім знову відбивається в атмосферу і т. д.

Температура, яка утримується біля поверхні Землі, визначається кількістю інфрачервоної енергії, яка утвориться вищеописаним способом. Відповідно до існуючих оцінок, природний парниковий ефект зумовлює приріст температури Землі на 30°C . Це значить, що якби не природний парниковий ефект, середня температура складала б не плюс 15°C , а мінус 15°C . І навпаки, якщо об'єм одного з компонентів атмосфери, які спричиняють повернення інфрачервоної енергії, збільшиться, то має зрости дія парникового ефекту і може зрости температура земної поверхні.

Основним газом, який зумовлює парниковий ефект, вважають вуглекислоту CO_2 . Це пов'язано з тим, що її концентрація в атмосфері в результаті все ширшого використання органічного палива безупинно зростає з середнім приростом ~ 1 млн⁻¹ на рік. Якщо з початку спостережень (1800 р.) вміст вуглекислого газу становив 280 млн⁻¹, то, за оцінками фахівців, на початку ХХІ ст. концентрація CO_2 в атмосфері наблизилась до рівня ~ 400 млн⁻¹, що має підвищити середню температуру на 1°C , причому значно більше в полярних областях.

Вважають, що до 2030 р. вміст вуглекислого газу порівняно з початком промислової ери подвоїться. Це може привести до підвищення середньої температури Землі на $2\text{...}3^\circ\text{C}$ у помірних широтах і до 10°C на полюсах.

У результаті такого потепління і пов'язаного з ним танення криги може підвищитися (на $5\text{...}6$ м і більше) рівень Світового океану і його води поглинуть величезні території суші. При цьому буде порушено режим дощів (кількість опадів у помірних і холодних кліматичних зонах різко збільшиться). Докорінно зміниться аграрна карта світу, порушиться харчовий ланцюг і т. ін.

Аналізуючи «парникову модель», варто враховувати складніший механізм становлення кліматичних умов нашої планети та визначальну роль

Сонця – джерела практично всієї теплової енергії Землі. У різні періоди часу Земля одержує від Сонця різну кількість енергії, зумовлену трьома циклами тривалістю у 20, 40 і 100 тисяч років. До цих глобальних циклів варто додати локальні: одинадцяти- і двадцятидворічні цикли. Установлено, що період потепління буває найбільшим на другому році після піку сонячної активності.

Поряд з парниковим ефектом, який може викликати потепління клімату Землі, можливий і альтернативний йому ефект, пов'язаний з порушенням теплового балансу атмосфери Землі в бік зниження температури. Цей ефект можливий, якщо дрібні тверді частинки у вигляді незгорілого вуглецю, частинок сажі потрапляють до верхніх шарів атмосфери, що знаходяться за тропопаузою, де немає помітного переміщення мас повітря. Тоді дрібні тверді частинки в результаті їх нагромадження утворюють шар зі зниженою оптичною прозорістю. Цей шар виконує функції своєрідного екрана, від якого відбивається частина променистої енергії Сонця, у результаті чого в нижчих шарах атмосфери створюються умови, які знижують середньорічну температуру.

Є припущення, що виникнення цього екранного шару багато в чому визначається висотою димових труб, які можуть досягати 300 м. Тому енергетики свого часу відмовилися від проектування і будівництва надвисоких димових труб (до 1 км).

6.3. Шумовий вплив об'єктів теплоенергетики на навколишнє середовище

Шум – це будь-який небажаний звук або сукупність звуків з частотами і фазами, розподіленими нерегулярно в часі.

Звук – це пружні хвилі, які поширюються в пружному середовищі у вигляді різних коливань. Зона середовища, у якій поширюються звукові хвилі, називається *звуковим полем*.

Під впливом коливань у звуковому полі навколишнього середовища виникають деформації розрідження і стиснення, що змінюють тиск у будь-яких точках порівняно з атмосферним.

Різниця між миттєвим повним тиском у точках звукового поля і середнім тиском, який спостерігають у незбуреному середовищі, називають *звуковий тиск*.

Звук поділяють на повітряний і структурний залежно від середовища, у якому поширюються пружні хвилі. Повітряний звук – складова звукового поля, зумовлена передачею звуку від джерела до визначеної точки по повітрю або через захисні конструкції; структурний звук – складова

звукового поля, зумовлена випромінюванням шуму вібрвальними захисними конструкціями або поверхнями.

Звук характеризується звуковим тиском, швидкістю і напрямком поширення звукових хвиль, інтенсивністю переносу звукової енергії. Коливальний процес у повітрі в багатьох випадках можна вважати адіабатичним, тому що градієнт температур у звуковій хвилі настільки малий, що можна знехтувати теплообміном між суміжними частинками. У нормальних атмосферних умовах ($t = 20\text{ }^\circ\text{C}$ і $p_{\text{атм}} = 0,1013\text{ МПа}$) швидкість звуку в повітрі становить 344 м/с .

У звуковому діапазоні частот довжина хвилі змінюється від декількох десятків метрів до декількох сантиметрів. Під час поширення звукової хвилі відбувається перенос енергії. Середній потік її в якійсь точці середовища в одиницю часу, віднесений до одиниці площі поверхні, нормальної до напрямку поширення хвилі, називають інтенсивність звуку I у ватах на метр квадратний (Вт/м^2) у цій точці і визначають за формулою

$$I = \overline{vp}, \quad (6.1)$$

де v – миттєва коливальна швидкість, м/с ; p – миттєвий звуковий тиск, Па ; риска над vp означає усереднення в часі.

Велика частина енергетичного устаткування випромінює звукову енергію нерівномірно в усіх напрямках. Ця нерівномірність випромінювання характеризується фактором спрямованості Φ , який являє собою відношення інтенсивності звуку, створюваного джерелом у цій точці $I_{\text{н}}$, до середньої інтенсивності $I_{\text{ср}}$, яка була б у цій самій точці від ненаправленого джерела, що має ту саму звукову потужність. Отже, коефіцієнт Φ можна визначити як

$$\Phi = I_{\text{н}}/I_{\text{ср}}. \quad (6.2)$$

Шум енергетичного устаткування характеризується не тільки кількісними характеристиками, але й часом впливу, характером спектра (розподілом звукової енергії вздовж частотного діапазону).

Щоб визначити значення шуму агрегатів, користуються логарифмічними величинами – рівнями інтенсивності звуку, звукового тиску і звукової потужності, що вимірюють у децибелах.

Рівень інтенсивності звуку, дБ,

$$L_i = 10 \cdot \lg(I/I_0), \quad (6.3)$$

де $I_0 = 10^{-12}\text{ Вт/м}^2$ – інтенсивність звуку, що відповідає граничному рівню.

Рівень звукового тиску, дБ,

$$L = 20 \cdot \lg(p/p_0), \quad (6.4)$$

де $p_0 = 2 \cdot 10^{-5}$ – граничний звуковий тиск, Па .

Рівень звукової потужності, дБ,

$$L_p = 10 \cdot \lg(N/N_0), \quad (6.5)$$

де $N_0 = 10^{-12}$ – гранична звукова потужність, Вт.

Використання логарифмічних величин дозволяє значно зменшити діапазон значень розглянутих параметрів і найповніше врахувати фізіологічну особливість сприйняття шуму людиною. Наприклад, якщо звуковий тиск змінюється від $2 \cdot 10^{-4}$ до 2 Па, що реально в навколишньому середовищі, то рівень звукового тиску змінюється від 20 до 100 дБ.

Існує зв'язок між рівнями звукової потужності, інтенсивності і звукового тиску: $L_p = 10 \cdot \lg(N/N_0) = 10 \cdot \lg(I/I_0) + 10 \cdot \lg(S/S_0) = L + 10 \cdot \lg(S/S_0)$, де S – площа певної поверхні; $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

Людина органами слуху сприймає звуки в діапазоні частот f приблизно 20...20 000 Гц при найбільшій чутливості в діапазоні 1 000...5 000 Гц. Нижче 20 Гц знаходяться інфразвуки, а вище 20 000 Гц – ультразвуки, які людина не чує.

Шум від агрегатів в енергетиці може бути низько-, середньо- і високочастотним (рис. 6.4). Спектр низькочастотного шуму має максимум у зоні частот нижче 300 Гц, спектр середньочастотного шуму – в області частот 300...800 Гц і спектр високочастотного шуму – в зоні вище 800 Гц.

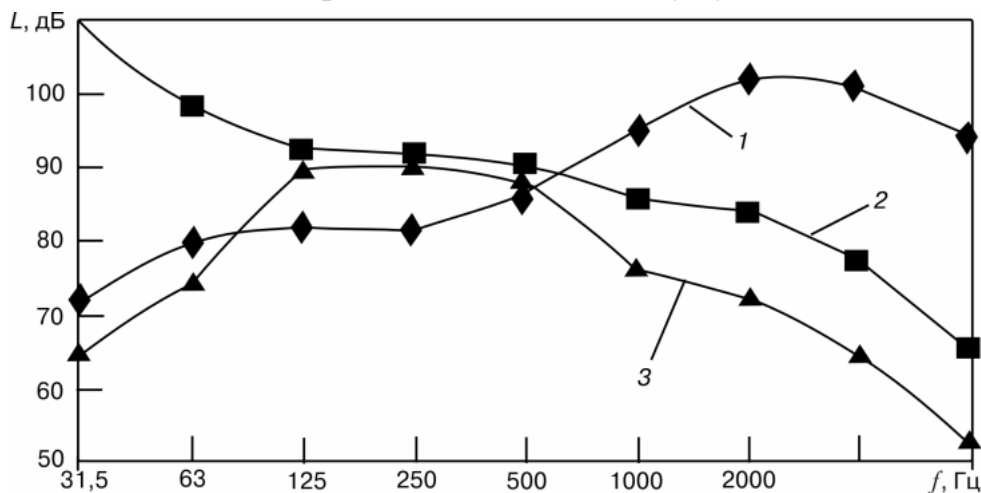


Рис. 6.4. Спектри шуму: 1 – високочастотний (градири); 2 – низькочастотний (компресор); 3 – середньочастотний

Шум характеризується частотним спектром, що вказує на розподіл енергії вздовж частотного діапазону (рис. 6.5). Це може бути тональний шум, якщо в ньому переважають звуки на окремих частотах (шум тягодуттьових машин), широкосмужний шум, що має безперервний спектр завширшки більш однієї октави (шум градирен), і мішаний, коли на суцільні ділянки накладаються дискретні складові.

Шум від устаткування може мати різні тимчасові характеристики, тобто існують постійний і непостійний шуми (рис. 6.6).

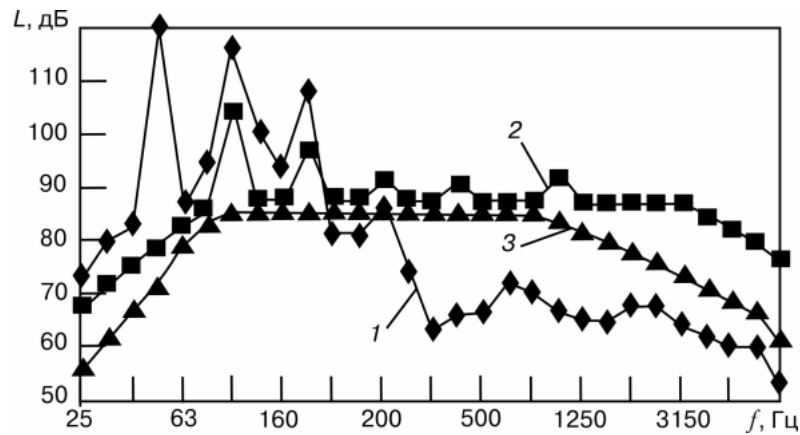


Рис. 6.5. Характерні спектри шуму: 1 – тональний (тягодуттьові машини); 2 – мішаний; 3 – суцільний (зразкове джерело шуму)

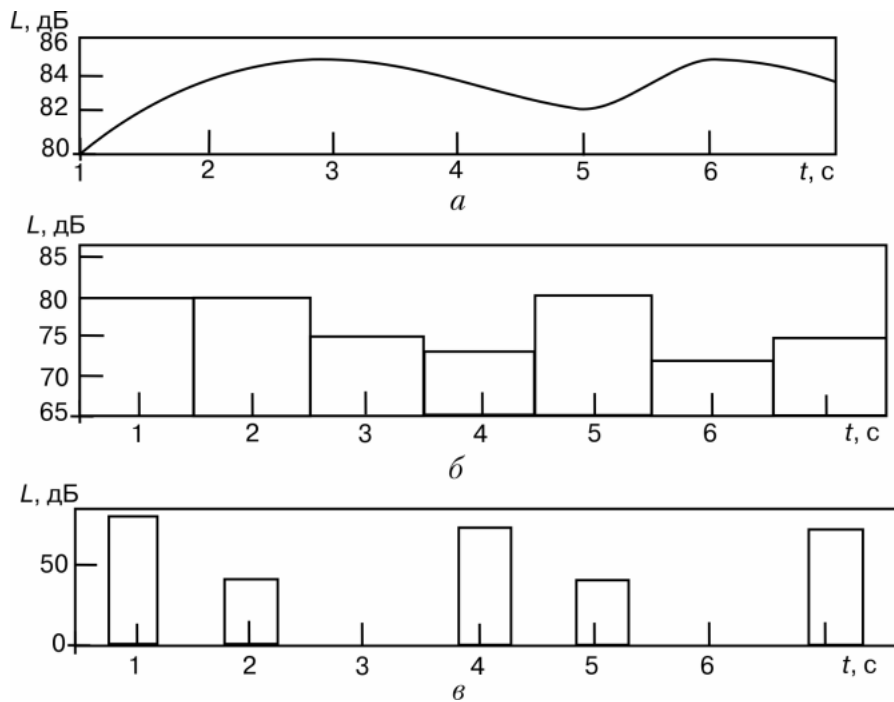


Рис. 6.6. Тимчасові характеристики шуму: а – постійний; б – переривчастий; в – імпульсний

Вимірюючи за допомогою шумоміру з динамічною характеристикою «повільно» за 8-годинний робочий день або за час виміру в приміщеннях житлових і громадських будинків, на території житлової забудови визначають постійний шум, наприклад від тягодуттьових машин, якщо рівень звуку змінюється в часі не більш ніж на 5 дБ, і непостійний, якщо більш ніж на 5 дБ.

Непостійний шум містить у собі коливальний у часі, переривчастий (від компресора зі змінним навантаженням) та імпульсний (під час підриву запобіжних клапанів) шуми.

Для коливального в часі шуму характерна безперервна зміна рівня звуку в часі; для переривчастого – ступенева (на 5 дБ і більше) з інтервалами 1 с і більше; для імпульсного – звукові сигнали тривалістю менше

1 с (при цьому різниця у вимірах шумомірів з динамічними характеристиками «імпульс» і «повільно» становить не менше 7 дБ).

Характеристикою постійного шуму є рівні звукового тиску в зазначених вище октавних смугах із середньгеометричними частотами. Характеристикою непостійного шуму слугує еквівалентний (за енергією) рівень звуку.

Шум дуже впливає на людину, навколишнє середовище, наслідки його впливу дорівнюють впливові на тваринний світ від руйнації озонowego шару і кислотних дощів.

Фактор шуму стає все більш визначальним серед екологічних факторів, що в розвинених країнах лімітують.

Дослідження медиків показали, що шум високої інтенсивності негативно впливає на людський організм. Щодо впливу шуму на навколишнє середовище виділяють медичний, соціальний та економічний аспекти, які варто розглядати у взаємозв'язку.

Медичний аспект впливу на людину пов'язаний з тим, що шум погіршує її функціональний стан. Функціональні розлади нервової системи настають раніше, ніж зниження слухової чутливості. Медики відзначають «шумову хворобу», що характеризується комплексом симптомів: зниженням слухової чутливості, зміною функції травлення, серцево-судинною недостатністю, нейроендокринним розладом.

Обстеження показали, що приблизно у 70 % населення кров'яний тиск і частота пульсу підвищуються з підвищенням інтенсивності шуму більш ніж на 10 % від фонового (природнього). Фахівці стверджують, що через підвищений шум (транспорт, заводи, енергооб'єкти) захворюваність у містах збільшується на 30 %, тривалість життя зменшується на 8–10 років, працездатність знижується мінімум на 10 %, а ефективність відпочинку – майже вдвічі.

Як видно з рис. 6.7, на якому подано зону чутності людини, шум від енергетичного устаткування може у певних випадках навіть перевищувати больовий поріг.

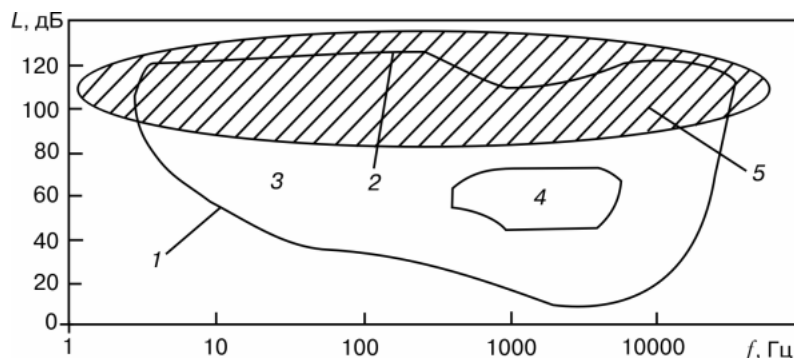


Рис. 6.7. Зона чутності людини: 1 – поріг чутності; 2 – больовий поріг чутності; 3 – зона чутності; 4 – зона мовлення людини; 5 – зона шуму від енергетичного устаткування

Соціальний аспект пов'язаний з тим, що шумового впливу зазнають великі групи населення, особливо у великих містах. За деякими даними, понад 60 % населення великих міст проживає в умовах надмірного шуму. Так, у Німеччині 40 % населення страждає від шуму, з них приблизно 33 % має розладнане здоров'я. Постійного шумового впливу зазнає половина населення Данії, для 20 % населення якої ця проблема дуже актуальна.

Півмільйона робітників в Англії і три мільйони у США схильні до серйозних захворювань органів слуху внаслідок підвищеного шуму на виробництві. На території СНД від 20 до 50 млн працівників, а в США, за різними даними, від 10 до 15 млн зазнають впливу шуму, що перевищує допустимі значення. У Нідерландах половина працівників промисловості підпадає під такий шумовий вплив, за межами якого можлива втрата слуху.

Тональний шум більш болючий, ніж широкосмужний. Шуми мовного характеру дратують сильніше, ніж музичні. Високочастотні шуми впливають сильніше за низькочастотні. Неприємні шуми, що змінюються за частотою й інтенсивністю.

Економічний аспект зумовлений тим, що шум підвищує стомлюваність і впливає на продуктивність праці, а ліквідація наслідків шумового впливу на людину потребує значних соціальних витрат. Збільшення рівня звуку на 1...2 дБ знижує продуктивність праці на 1 % (якщо рівень звуку більше 80 дБ). Наприклад, продуктивність праці на роботах, що потребують підвищеної уваги, зі збільшенням рівня звуку від 70 до 90 дБ падає на 20 %. Доведено, що шум зменшує зорову реакцію, що разом зі стомлюваністю різко збільшується ймовірність помилок у роботі операторів. Це особливо недопустимо, наприклад, для енергетичного виробництва, де важливу роль відіграє надійність. Професійні захворювання серед працівників електростанцій, пов'язані з впливом шуму, посідають перше місце. Це характерно і для енергетики зарубіжних країн: під час обстеження працівників електростанцій Німеччини у 37 % виявлено розлад органів слуху.

Норми шуму в багатьох країнах установлюють відповідно до чинних законодавчих актів, що обмежують рівні шуму на виробництві, транспорті, у промисловості, будівництві тощо.

Перші нормативи шуму з'явилися в 50-х роках минулого століття. У СРСР 1956 р. було прийнято одні з перших у світі норми шуму. Запропоновані 1957 р. нормовані криві шуму використовують дотепер. Допустимі рівні шуму встановлюють також національні або регіональні органи влади. Ці норми різняться в різних країнах і залежать від політичних і економічних обставин.

У 70-ті роки минулого століття в багатьох країнах було прийнято досить ефективні закони про шум, що дозволили боротися з наслідками виробничих шумів.

Відповідно до санітарних норм, розрізняють граничнодопустимий (ГДР), допустимий і максимальний рівні шуму. Граничнодопустимий рівень – такий рівень, за якого в результаті щоденної (крім вихідних днів) роботи (не більше 40 годин на тиждень) протягом усього робочого періоду не виникають захворювання або відхилення в здоров'ї, що виявляють сучасними методами досліджень. Дотримання ГДР шуму не виключає порушення здоров'я в надчуттєвих людей.

Допустимим називають рівень шуму, що не викликає в людини значного занепокоєння та істотних змін показників функціонального стану організму.

Максимальним вважають рівень, що відповідає максимальному вимірові приладу (шумоміра), визначеному візуально, або значення рівня звуку, що перевищує протягом 1 % часу виміру фоновий рівень під час реєстрації автоматичним пристроєм.

Шум від енергетичного устаткування в інфразвуковій та ультразвуковій зонах може також становити небезпеку для здоров'я обслуговуючого персоналу і жителів навколишнього району.

Інфразвук на робочих місцях, у житлових і громадських приміщеннях, на території житлової забудови регламентують санітарні норми.

Щоб виміряти шумові характеристики устаткування, зокрема енергетичного, є декілька методів: точні, технічні та орієнтовні.

Точними методами можна вимірювати шумові характеристики тільки частини енергетичного устаткування, що має невеликі габаритні розміри. Зазвичай такі вимірювання за допомогою ревербераційних або заглушених камер виконують спеціалізовані організації.

Технічні методи менш точні, але дозволяють робити виміри в приміщеннях великого об'єму або на відкритому просторі.

Найбільше застосовують для визначення шумових характеристик енергетичного устаткування **орієнтовний метод**, що забезпечує прийнятну для акустичних розрахунків точність.

Якщо виконати всі вимоги до великогабаритного енергетичного устаткування неможливо, то користуються такими рекомендаціями: виміри проводять на відстані 1 м від корпусу агрегату, а вимірювальна поверхня повторює форму машини в загальних рисах (паралелепіпед, циліндр, сфера) і не враховує окремих несуттєвих деталей джерела шуму.

У багатьох випадках в енергетиці використовують засоби індивідуального захисту (ЗІЗ). Принцип дії ЗІЗ – захистити найчутливіший канал впливу шуму на організм – вухо людини. Звукові коливання сприймає не

тільки орган слуху, але й інші органи через кісткову провідність. Тому завдання ЗІЗ – усунути передачу звукової енергії до організму.

Застосування ЗІЗ дозволяє запобігти розладові не тільки органів слуху, але і всієї нервової системи від дії надмірного подразника. Найефективніші ЗІЗ в області високих частот.

На енергетичному об'єкті, подібному ТЕС, шум створює група джерел, класифікація яких дозволяє враховувати особливості і значення їх шумового впливу як усередині приміщень, так і в навколишньому середовищі. Ці дані потрібні для проектування, модернізації, розширення ТЕС, порівняльного аналізу шумності устаткування, вибору заходів щодо шумоглушення. У класифікації джерела шуму враховують такі фактори:

- місце розміщення джерел (усередині приміщень або просто неба);
- рівень випромінюваної звукової потужності;
- характер шуму (тональний або широкосмушний);
- часова характеристика випромінюваного шуму (тимчасовий, постійний або переривчастий);
- характер спрямованості шуму від джерела;
- розміщення над рівнем землі (для джерел просто неба).

Найінтенсивнішими джерелами шуму в приміщеннях ТЕС є турбіни (особливо газові), редуційно-охолоджувальні установки, вуглерозмельне устаткування, котли, компресори, різного виду насоси, деаераційні установки, паропроводи, припливно-витяжна вентиляція.

Постійними джерелами шуму, що сильно впливають на навколишній район, є повітряні і газові тракти, шум від газових турбін, тягодуттєвих машин або камер згорання. Джерелами шуму є також: газорозподільні пункти і газопроводи після них, корпуси тягодуттєвих машин, силові трансформатори і градирні.

Важливо, що під час роботи вентиляторів, димососів, ГТУ рівень звукової енергії збільшується через відхилення від номінального режиму.

Шум від потужних джерел, що проникає з приміщень, може по-різному впливати на навколишнє середовище. Наприклад, живильний насос ТЕС з повним навантаженням блока 550 МВт створює рівень шуму на 4 дБ вище, ніж із навантаженням 350 МВт, а рівень шуму регулювального клапана ЦВТ парової турбіни на 4 дБ вищий з навантаженням блока в 350 МВт, ніж із навантаженням в 550 МВт.

Шум від висотного джерела природні та штучні перешкоди знижують мало, шум від енергетичних газоповітропроводів має тональні складові в спектрі.

Перевищення допустимих норм для робочих зон за рівнем звуку в роботі різного енергетичного устаткування за результатами вимірів на відстані 1 м такі: аварійне скидання пари в атмосферу – 36...58 дБ; газові

турбіни – 18...32 дБ; парові турбіни – до 20 дБ; тягодуттьові машини – 5...15 дБ; ГРП – 20...25 дБ; РОУ – 28...32 дБ; градирні – до 7 дБ; трансформатори – до 5 дБ; вуглерозмельне устаткування – 7...21 дБ; насоси – 9...17 дБ; компресори – 6...15 дБ.

Актуальною є потреба в заходах щодо зниження шуму від устаткування. Розрізняють три способи зменшення шуму: зниження шуму в самому джерелі, зниження шуму на шляхах його поширення, ЗІЗ.

Для реальних об'єктів проводять комплекс заходів щодо зменшення шуму в усіх трьох напрямках. Заходи вибирають на підставі техніко-економічного розрахунку.

Якщо заходи для шумоглушення передбачено в проекті, то витрати на них у декілька разів менші, ніж витрати в умовах енергетичних підприємств, що працюють.

6.4. Негативний вплив на навколишнє середовище підстанцій і ліній електропередач

Щоб транспортувати електричну енергію до споживачів, використовують електричні мережі, зокрема високовольтні лінії (ВЛ) і трансформаторні підстанції (ТП).

У районах розміщення електричних мереж і підстанцій виникають електростатичні та електромагнітні поля різної напруженості, рівень якої може бути небезпечним для здоров'я людей.

Розрізняють такі види впливу електричного поля на людину:

1. Безпосередній вплив, що виявляється під час перебування в електричному полі. Ефект його підсилюється зі збільшенням напруженості поля і часу перебування в ньому.

2. Вплив електричних розрядів (імпульсного струму), що виникають, коли торкається людина ізолюваних від землі конструкцій, корпусів машин і механізмів та провідників великої довжини або коли людина, ізолювана від землі, торкається рослин, заземлених конструкцій та інших заземлених об'єктів.

3. Вплив струму провідності, який проходить через людину, що знаходиться в контакті з ізолюваними від землі об'єктами: великогабаритними предметами, машинами, механізмами, протяжними провідниками.

Крім того, електричне поле може стати причиною загорання або вибуху пари горючих матеріалів і сумішей у результаті виникнення електричних розрядів під час зіткнення предметів і людей з машинами і механізмами.

Ступінь небезпеки кожного із зазначених факторів зростає зі збільшенням напруженості електричного поля.

Переважно заходи для захисту навколишнього середовища від дії електричного поля мають пасивний характер.

Є санітарні норми і правила, що містять основні вимоги до забезпечення захисту населення від впливу електричного поля, створюваного повітряними лініями електропередачі напругою 330 кВ і вище змінного струму промислової частоти, і до розміщення цих ВЛ поблизу населених пунктів.

Санітарні норми і правила треба брати до уваги під час:

- проектування, спорудження й експлуатації будинків, споруд і зон організованого перебування людей поблизу ВЛ;
- проектування, спорудження й експлуатації ВЛ;
- проведення робіт поблизу ВЛ сільськогосподарськими працівниками, фермерами та іншими особами.

Якщо населення перебуває поблизу підстанцій і ліній електропередач, то допустимі рівні напруженості електричного поля, установлені в країнах СНД, такі:

- усередині житлових будинків – 0,5 кВ/м;
- на території житлової забудови – 1 кВ/м;
- у населеній місцевості, поза зоною житлової забудови (землі міста в межах міської смуги та в межах їх перспективного розвитку на 10 років, приміські й зелені зони, землі селищ міського типу в межах селищної смуги і сільських населених пунктів у межах смуги цих пунктів), а також на території городів і садів – 5 кВ/м;
- на ділянках перетинання ВЛ з автомобільними дорогами I–IV категорій – 10 кВ/м;
- у населеній місцевості (незабудована місцевість, навіть часто відвідувана людьми, доступна для транспорту, і сільськогосподарські угіддя) – 15 кВ/м;
- у важкодоступній місцевості (не доступній для транспорту і сільськогосподарських машин) і на ділянках, спеціально вигороджених для обмеженого доступу населення – 20 кВ/м.

Якщо напруженість електричного поля вище 1 кВ/м, треба вжити заходів, щоб уникнути впливу на людину відчутних електричних розрядів і струмів провідності відповідно до санітарних норм і правил.

Граничнодопустимі значення напруженості нормують для електричного поля, що не змінюється від присутності людини. Напруженість електричного поля визначають на висоті 1,8 м від рівня землі, а для приміщень – від рівня підлоги.

Щоб захистити населення від впливу електричного поля ВЛ, установлюють санітарно-захисні зони. Санітарно-захисною зоною ВЛ є територія вздовж траси ВЛ, де напруженість електричного поля перевищує 1 кВ/м.

Для ВЛ, які проектують, а також будинків і споруд допустимо застосовувати межу санітарно-захисних зон вздовж траси ВЛ з горизонтальним розташуванням проводів і без засобів зниження напруженості електричного поля по обидва боки від неї на таких відстанях від проекції на землю крайніх фазних проводів у напрямку, перпендикулярному до ВЛ:

Напруга ВЛ, кВ	Відстань, м
330.....	20
500.....	30
750.....	40
1150.....	50

При цьому треба вжити заходів щодо зниження радіоперешкод до потрібного рівня.

Якщо напруженість електричного поля перевищує граничнодопустимі рівні, то потрібно вжити заходів щодо її зниження.

У місцях можливого перебування людини напруженість електричного поля можна зменшити віддаленням житлових забудов від ЛЕП; застосуванням екранувальних пристроїв та іншими способами.

6.5. Основні напрями підвищення енерго-екологічної ефективності об'єктів теплоенергетики

Підвищити енерго-екологічну ефективність теплоенергетичних об'єктів можна за рахунок:

- використання природоохоронних заходів та застосування заходів щодо енергозбереження;
- застосування екологічного моніторингу;
- стимулювання розвитку наукових досліджень і практичного використання новітніх наукових досягнень і науково-технічних розробок.

Найбільше капіталоемними є природоохоронні заходи. Капіталовкладення в ці заходи становлять 2 % від внутрішнього продукту в США і Японії, 1,2–1,8 % – у країнах Західної Європи. Ці кошти використовують на спорудження й експлуатацію очисних споруд. Обсяг капіталовкладень у них може становити більше 30 % від вартості основних промислових виробничих фондів. При цьому природоохоронні заходи не дають 100 % ефекту очищення шкідливих викидів. Уловлювання викидів не вирішує проблему відходів і лише переводить їх у безпечнішу для навколишнього середовища форму. Тому останнім часом в усьому світі переважає стратегія використання відходів виробництва, ресурсо- й енергозбереження. Відповідно до цієї стратегії створюють умови комплексного використан-

ня сировини (паливно-енергетичних ресурсів) і енергії в циклі *сировинні ресурси – виробництво – використання – вторинні ресурси* таким способом, щоб виключити вплив, що порушує рівноважний стан функціонування навколишнього середовища.

Запровадження безвідходних технологій передбачає:

- 1) комплексне використання сировини;
- 2) створення замкнених газо- і водооборотних систем;
- 3) розробку принципово нових і вдосконалення діючих процесів виробництва;
- 4) переробку і використання енергетичних відходів (теплоти, золи, шлаків, продуктів очистки димових газів тощо).

Сьогодні в багатьох країнах відходи ТЕС слугують сировиною для виготовлення будівельних матеріалів, бетонних блоків, панелей, дорожнього покриття, силікатної цегли. У США з цією метою їх використовують на 20 %, у Великобританії – на 60 %, у Франції – на 72 % і у Фінляндії – на 84 %.

Одним із напрямів підвищення екологічної ефективності енергетики є енергозбереження. Цей напрям дозволяє зменшити енергоємність одиниці продукції за рахунок модернізації та вдосконалення виробничих процесів.

У багатьох країнах використовують різні стимули та способи для економії енергії на виробництві і в побуті, зокрема: упровадження норм і обмежень споживання енергії та палива з відповідними системами штрафів за перевитрату, уведення літнього часу, поліпшення теплоізоляції житлових будинків і виробничих приміщень тощо.

У деяких штатах США діє система пільгових кредитів для енергогенерувальних компаній, які реалізують заходи щодо зниження токсичності димових газів енергоустановок.

Важливим напрямом підвищення екологічної безпеки енергетичних об'єктів є впровадження екологічного моніторингу і розвиток систем екологічної інформації. Екологічний моніторинг проводять на чотирьох рівнях:

- локальному – на території окремих об'єктів, міст, на ділянках ландшафтів, промислових об'єктів і прилеглих до них територій;
- регіональному – у межах адміністративно-територіальних одиниць, території екологічних і природних регіонів;
- національному – на території країни, зокрема з використанням космічних засобів спостереження;
- глобальному – спеціалізовані організації на підставі міжнародних угод.

Значним напрямом підвищення енергетичної ефективності і екологічної безпеки об'єктів теплоенергетики є стимулювання розвитку і практичного використання новітніх наукових досягнень і науково-технічних розробок у галузі технології переробки і спалювання палива, удосконалювання та розробка нових технологій перетворення хімічної енергії палива на інші види енергії, удосконалювання робочого процесу з метою зниження рівня незворотних втрат в окремих елементах і фрагментах енергетичних установок, зниження втрат теплової та електричної енергії під час передачі її споживачеві, поліпшення умов експлуатації та підвищення надійності роботи енергетичних установок. Особливу увагу в цьому напрямі приділяють професійній підготовці обслуговуючого персоналу і вдосконалюванню систем автоматизації і керування енергоустановок.

6.6. Екологічна експертиза та енерго-екологічний моніторинг паливоспалювальних енергооб'єктів

Об'єктами екологічної експертизи є виробництва, технологія яких зумовлює різнопланові викиди, потенційно здатні шкідливо вплинути на навколишнє природне середовище і здоров'я людей (див. рис. 3.1).

Екологічна експертиза енергооб'єктів – це система заходів щодо встановлення відповідності діяльності енергооб'єктів законодавству про охорону навколишнього середовища.

До об'єктів екологічної експертизи належать також проекти законодавчих та інших нормативно-правових актів, передпроектні і проектні матеріали, документація щодо впровадження нової техніки, технологій, матеріалів, речовин, продукції, реалізація яких може призвести до порушення екологічних нормативів, негативного впливу на глобальний, регіональний або місцевий стан навколишнього середовища, створення загрози здоров'ю людей.

Екологічній експертизі можуть підлягати також ситуації, що склалися або можуть скластися в окремих населених пунктах і регіонах, де діючі об'єкти і комплекси можуть негативно впливати на стан навколишнього природного середовища і здоров'я людей.

Аналізу також підлягають проекти розвитку виробництва, територіальних схем енергопостачання, документація на створення, реконструкцію, виробництво й експлуатацію енергообладнання.

Експертизу проводять під час передпланової та передпроектної реконструкції енерговиробництва, щоб підвищити ефективність використання устаткування за технічними й екологічними показниками, а також у разі

впровадження сучасних досягнень науки, техніки, технологій і заходів в енергетичних галузях.

Екологічна експертиза передбачає:

- комплексну еколого-економічну оцінку впливу запланованої або реалізованої діяльності на стан навколишнього природного середовища, використання і відтворення природних ресурсів, здоров'я населення, оформлену як окремий том або розділ документації і заява про екологічні наслідки діяльності;
- обґрунтування впровадження сучасних маловитратних і неенергоємних, мало- і безвідхідних технологій;
- оцінку ефективності заходів щодо забезпечення комплексної переробки, утилізації та ефективного використання відходів виробництва;
- аналіз заходів щодо економії водних ресурсів, утилізації та ефективною очистки стічних вод;
- перевірку ефективності заходів щодо охорони атмосферного повітря від забруднення;
- виявлення методів і засобів забезпечення захисту населення, збереження, охорони та відтворення об'єктів рослинного і тваринного світу від шкідливого впливу антропогенних, фізичних, хімічних і біологічних факторів.

Мета експертизи – виявляти існуючі та запобігати впровадженню неефективних технологій і устаткування, що завдають шкоди навколишньому середовищу і здоров'ю людей.

Основні завдання екологічної експертизи:

- визначення ступеня екологічного ризику від фактичної або запланованої діяльності на об'єкті з урахуванням можливих негативних наслідків у навколишньому середовищі;
- забезпечення комплексності, наукової обґрунтованої оцінки об'єктивного стану об'єкта;
- установлення відповідності об'єктів експертизи вимогам екологічного законодавства, санітарних і будівельних норм і правил;
- оцінка ефективності, повноти, обґрунтованості й достатності заходів щодо охорони навколишнього природного середовища і здоров'я людей;
- підготовка об'єктивних, усебічно обґрунтованих висновків екологічної експертизи.

Експертну оцінку проводить колектив, до складу якого включають фахівців науково-дослідних інститутів, вищих навчальних закладів, висококваліфікованих працівників підприємств, представників державних органів, громадськості і засобів масової інформації.

Схему екологічної експертизи енергооб'єкта будують на підставі технічних умов (ТУ) і обов'язково проводять послідовно всі стадії, щоб одержати потрібну об'єктивну інформацію, а саме:

- визначення типорозмірів і типу основного енергообладнання заданої потужності (наприклад, особливості конструкції установки, основні техніко-екологічні показники);
- визначення теплотехнічних характеристик палива і теоретичного складу продуктів згорання;
- оцінку викидів шкідливих речовин (твердих часток, оксидів сірки, оксидів азоту, оксидів вуглецю, оксиду ванадія та ін.);
- оцінку валових і питомих екологічних показників.

Потрібні вихідні дані для проведення експертизи становлять її основу. Якщо треба, можна трансформувати методику експертизи, щоб визначити екологічні показники на будь-які теплоенергетичні установки, де перетворюється хімічна енергія палива на теплову та інші види енергії.

Наявність методики екологічної експертизи дозволяє фахівцям робити об'єктивне екологічне прогнозування і варіантні прорахунки різних технологічних процесів енергоперетворювання, одержувати важливий довідковий матеріал у вигляді таблиць і графіків, подальший аналіз якого дає можливість зробити важливі висновки щодо перспектив використання того або того теплоенергетичного устаткування, проводити регіональний екологічний моніторинг.

Екологічна експертиза може бути суб'єктивною, якщо не враховують всі фактори, які визначають екологічний вплив енергетичного об'єкта на навколишнє середовище, або немає універсальної методики оцінки критеріїв екологічної ефективності.

Розглядаючи ТЕС (ТЕЦ) і ПГУ (ГТУ) як головних представників енергогалузі, а енергетичний котельний агрегат і камеру згорання як основні джерела шкідливих викидів, можна визначити основні принципи проведення екологічної експертизи цих енергооб'єктів:

- максимальний облік усіх видів шкідливих викидів і впливу енергооб'єкта на навколишнє середовище;
- застосування системи універсальних питомих екологічних показників із диференціацією їх по групах, що враховують різноманітні чинники, наприклад термодинамічний (ККД установки), паливний (склад палива) і технологічний (особливості конструкції топкових пристроїв і умов їх експлуатації) (докладно див. розд. 7.1);
- використання універсальної методики узагальнення та прогнозування викидів NO_x та інших інгредієнтів для різноманітних типів камер згорання ГТУ і ПГУ.

Аналіз сформульованих принципів екологічної експертизи дозволяє установити, що залежно від ступеня впливу термодинамічного, паливного і технологічних факторів система показників екологічної ефективності має складатися з трьох груп.

До *першої групи* належать питомі показники, що залежать тільки від термодинамічного фактора. Така залежність визначається тоді, коли характеристику впливу відносять до одиниці отриманої енергії (кВт·год).

Основним показником цієї групи є теплове забруднення навколишнього середовища $b_{т.з}$, МДж/(кВт·год). До цієї ж групи слід віднести показники відторгнення території $b_{в.т}$, м²/(кВт·год), використання кисню в зоні розміщення ТЕС на спалювання органічного палива $b_{в.к}$, м³/(кВт·год), водопотреби $b_{в.п}$, м³/(кВт·год), електромагнітного впливу підстанцій і ліній електропередач, акустичного забруднення тощо.

Загальна особливість показників цієї групи – їх однозначна залежність від ККД (η) енергетичної установки:

$$b_i = (1 - \eta)/\eta. \quad (6.6)$$

До *другої групи* показників, що залежать від термодинамічного чинника (ККД ТЕС) і виду спаленого палива, належать показники вуглекислотного забруднення b_{CO_2} і емісії пари води b_{H_2O} . Методика їх визначення залежить від способу завдання складу вуглеводного палива і розподілу в ньому паливних компонентів.

Для газоподібного палива, що характеризується об'ємним складом паливних газів, показники b_{CO_2} і b_{H_2O} визначають, виходячи з відповідних стехіометричних рівнянь і теплового балансу установки.

У загальному випадку

$$b_i = (K_i \rho_i) / (\eta Q_{Hj}), \quad (6.7)$$

де K_i – коефіцієнт, що залежить від мольної частини спалюваного компонента в паливі і відповідного мольного стехіометричного коефіцієнта; ρ_i – щільність газового викиду у нормальних умовах; Q_{Hj} – теплота згорання палива; i – вид забруднення; j – вид палива.

Аналогічні співвідношення можна отримати для рідкого і твердого палива, заданого елементарним масовим складом.

До *третьої групи* належать показники, що істотно залежать від технології організації топкового процесу й умов експлуатації топкових пристроїв.

Фактори, що впливають, наприклад, на емісію NO_x енергетичних котлів ТЕС: коефіцієнт надлишку повітря α_t , відносне навантаження котельного агрегату D/D_0 , подача надпальникового повітря ΔH_{cp} і ступінь реци-

ркуляції димових газів r . Одну з можливих форм індивідуальної характеристики емісії NO_x котельного агрегату конкретного типорозміру можна подати в такому вигляді:

$$\text{NO}_x = \text{NO}_{x(\text{норм})} \alpha_{\text{тп}} (D/D_0)^m (\Delta H_{\text{ср}})^k \exp[-a \cdot r], \quad (6.8)$$

де показники степенів (n, m, k) і стала a можуть варіюватися зі зміною типорозміру котла та умов його експлуатації. Нормована концентрація оксидів азоту $\text{NO}_{x(\text{норм})}$ відповідає концентрації NO_x для $\alpha_{\text{т}} = 1,0$; $D/D_0 = 1,0$; $\Delta H_{\text{ср}} = 1,0$ і визначається діючими значеннями інших неврахованих факторів (кількістю включених пальників, розподілом палива по трактах пальника, положенням реєстрів пальника, упорскування вологи та ін.).

Для енергооб'єктів, що працюють на основі ГТУ, рівень емісії оксидів азоту можна прогнозувати на основі узагальненого співвідношення

$$\text{NO}_x = k_0 (r_{\text{N}_2}) (r_{\text{O}_2})^{1/2} (\pi_{\text{к}}/\tau)^n \tau_{\text{пер}} \cdot \exp(-E_{\text{ef}}/RT_3), \quad (6.9)$$

де NO_x – сумарна концентрація оксидів азоту (NO і NO_2), зведених до діоксиду азоту (мг/м^3); k_0 – передекспоненціальний множник, $r_{\text{N}_2} \approx 1 - \psi$ – мольна частка азоту в зоні горіння (ψ – мольна частка кисню в окиснику); $r_{\text{O}_2} \approx \psi(\alpha_{\text{т}} - 1)/\alpha_{\text{т}}$ – мольна частка кисню в зоні горіння; $\pi_{\text{к}}$ – ступінь підвищення тиску в компресорі ГТУ; $\tau = T_3/T_1$ – температурний коефіцієнт; $\tau_{\text{пер}} = \{aQ_{\text{н}}/[RT_2q_v(\alpha_m L_0 + 1)(T_1/T_2 + 1)]\}^{0,5}$ – час перебування в зоні реакції (a – коефіцієнт, що дорівнює 2,2 і має розмірність с); $Q_{\text{н}}$ – нижча теплота згорання палива (кДж/кг); q_v – об'ємна теплова напруга зони горіння ($\text{Вт/м}^3 \cdot \text{Па}$); L_0 – стехіометричний коефіцієнт (кг/кг); E_{ef} – ефективна енергія активації; R – питома газова стала, $\text{Дж/кг} \cdot \text{К}$; T_3 – початкова температура робочого процесу в газовій турбіні (максимальна температура в циклі ГТУ), К ; T_1 – температура навколишнього середовища, К .

Проведені дослідження показали, що для багатьох систем рівень емісії в димових газах ГТУ основної токсичної компоненти – оксидів азоту NO_x – можна визначити за допомогою узагальненого співвідношення

Аналіз факторів, що входять у рівняння (6.10), показує, що мольна частка азоту r_{N_2} залишається практично незмінною, а мольна частка кисню r_{O_2} буде змінюватися в результаті зміни коефіцієнта надлишку повітря $\alpha_{\text{т}}$, який, у свою чергу, залежить від T_3 та $\pi_{\text{к}} = p_2/p_1$:

$$\alpha_{\text{т}} \approx (Q_{\text{н}} / L_0) \left\{ 1 / \left[T_3 - T_1 \left(1 + \frac{\pi_{\text{к}}^{k/(k-1)} - 1}{\eta_{\text{к}}} \right) \right] \right\}, \quad (6.10)$$

де $\eta_{\text{к}}$ – ККД компресора циклу ГТУ.

Розрахунки за допомогою рівняння (6.10) показують, що зростання T_1 зумовлює суттєве зменшення коефіцієнта надлишку повітря (табл. 6.3), що створює додаткові труднощі в організації робочого процесу в камері згорання, але комплекс $(r_{O_2})^{1/2}$ при цьому змінюється несуттєво (рис. 6.8, а) і не має вирішального впливу на рівень утворення NO_x .

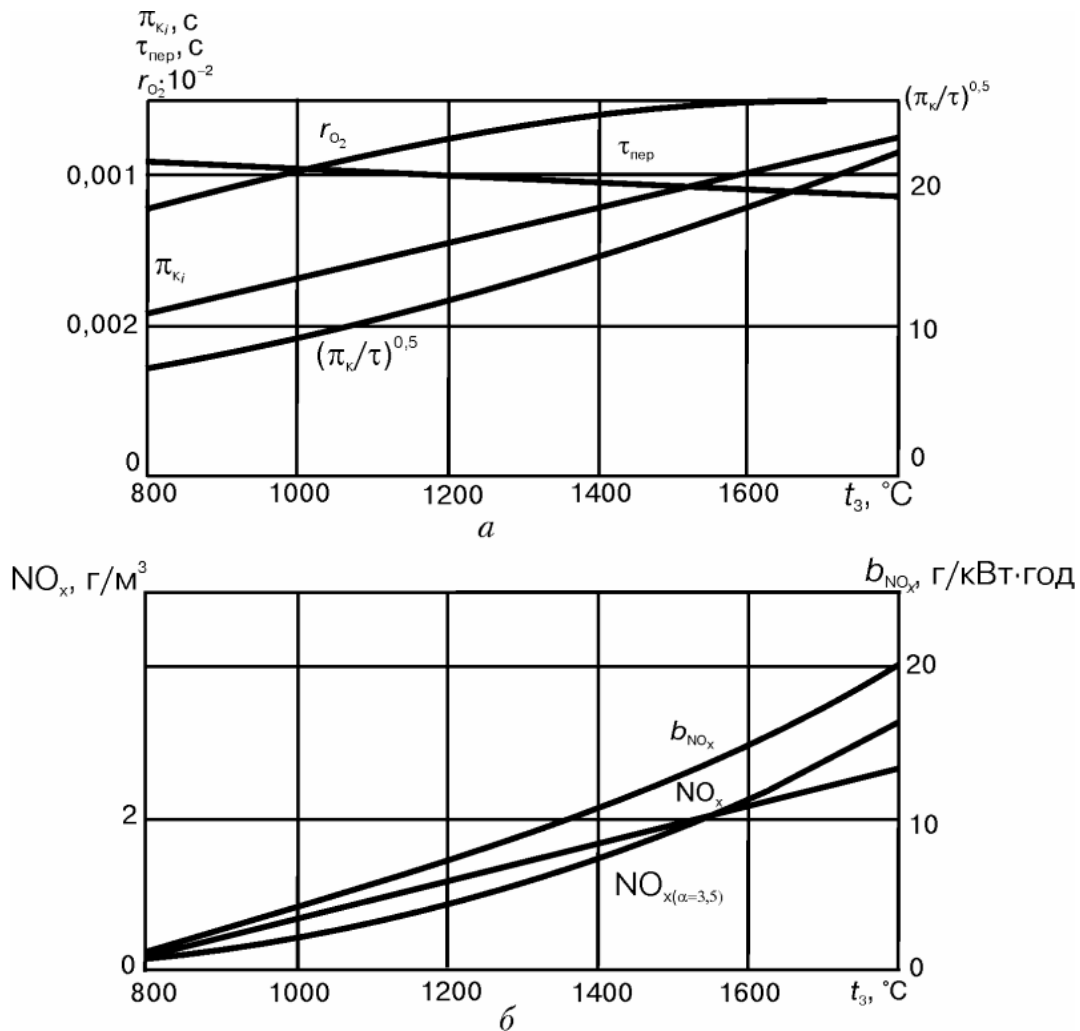


Рис. 6.8. Залежність коефіцієнтів впливу (а) та показників токсичності (б) від t_3 для циклу Брайтона (пальник ДСГ, $k_0 = 1,67 \cdot 10^7$, $E_{ef} = 5,24 \cdot 10^4$, $n = 0,5$)

Вплив комплексу π_k/τ на емісію NO_x залежить від показника степеня n , який може змінюватися від $n = 0$ (для пальникових систем з попереднім сумішоутворенням) до $n = 0,5$ (для традиційних пальникових систем). У першому випадку впливу (π_k/τ) немає, а в другому випадку цей вплив може бути суттєвим і залежить від прийнятих умов термодинамічного аналізу та оптимізації.

Таблиця 6.3. Термодинамічні та екологічні показники циклу Брайтона ($r = 0$) і циклу з регенерацією ($r = 0,75$) залежно від початкової температури (пальник ДСГ)

Характеристика	Температура t_3 , °C					
	800		1200		1500	
	$r = 0$	$r = 0,75$	$r = 0$	$r = 0,75$	$r = 0$	$r = 0,75$
Оптимальний ступінь підвищення тиску, π_k	11,6* /6,1	4,07	26,3/10,7	6,21	42,5/14,7	7,97
Максимальний внутрішній ККД, η_B^{\max}	0,305/0,227	0,377	0,404/0,364	0,45	0,455/0,410	0,516
Корисна робота H , МДж/кг	0,135/0,154	0,147	0,269/0,313	0,298	0,382/0,449	0,427
Коефіцієнт надлишку повітря, α_T	6,42/5,12	7,34	4,29/3,32	4,5	3,40/2,60	3,45
Концентрація NO_x , мг/м ³	99,8/47,3	57,5	720,8/452,4	348,5	1829/1026	792
Зведена до $\alpha_T = 3,5$ концентрація NO_x , мг/м ³	183/109	120	883/429	449	1776/763	781
Питома емісія NO_x , г/(кВт·год)	2,1/1,3	1,1	7,5/4,0	3,3	13,3/6,4	5,2

Так, для оптимальних умов найпоширенішого циклу Брайтона (рис. 6.9) для наближених оцінок можна вважати, що

$$\pi_k^{\text{опт}} = \left[\eta_T \eta_T / (1 - \eta_B^{\max}) \right]^{k/2(k-1)}, \quad (6.11)$$

де η_T – ККД турбіни; η_B^{\max} – максимальний внутрішній ККД циклу Брайтона.

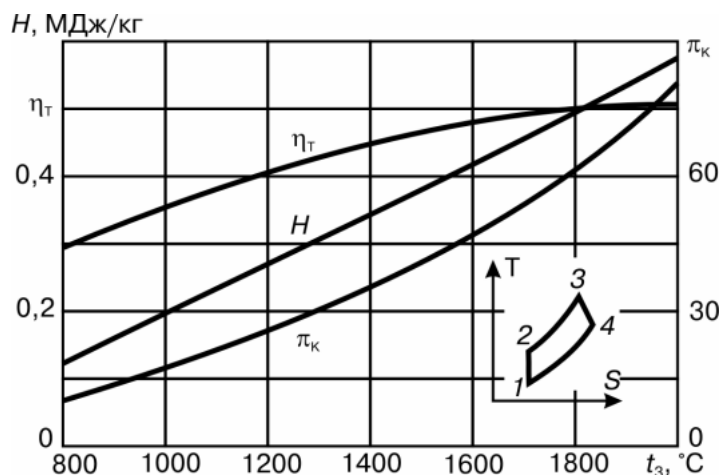


Рис. 6.9. Схема циклу Брайтона та його основні техніко-економічні показники

* Якщо η_{\max} / якщо H_{\max} .

Як видно з рис. 6.8, у взятому для аналізу діапазоні температур $t_1 = 800 \dots 1800$ °С фактор $(\pi_k/\tau)^{0.5}$ збільшується втричі, що зумовлює не тільки значні труднощі для технічної реалізації підвищення тиску робочого тіла в компресорі, але й (з одночасним зростанням T_1) додаткові вимоги до надійності системи охолодження елементів конструкції камер згорання. Крім того, одночасне зростання T_1 та π_k зумовлює появу екологічних проблем з приводу зростання емісії NO_x (див. рівняння (6.10)).

Зі збільшенням T_1 у результаті зростання $\pi_k^{\text{опт}}$ (6.12) одночасно зростає температура на вході в камеру згорання

$$T_2 = T_1 \left(1 + \frac{\pi_k^m - 1}{\eta_k}\right), \quad (6.12)$$

де $m = (k - 1)/k$. Це позитивно впливає на стабілізацію та повноту горіння, але утворює додаткові труднощі щодо організації надійної системи охолодження елементів камери згорання.

Час перебування $\tau_{\text{пер}}$ є функцією від коефіцієнта надлишку повітря α_T , початкової температури циклу T_1 та питомої теплової напруги q_v . Відповідні розрахунки (для пальника ДСГ, якщо $q_v = 300$ Вт/м³·Па) показують, що цей коефіцієнт практично не змінюється в широкому діапазоні T_1 та α_T .

Добуток трьох параметрів впливу – $(r_{\text{N}_2})(r_{\text{O}_2})^{1/2}\tau_{\text{пер}}$ теж залишається практично незмінним у широкому діапазоні зміни T_3 .

Отже, для оптимальних умов роботи циклу Брайтона рівень емісії токсичних NO_x визначається передусім рівнем початкової температури (за експонентою) T_3 , а також рівнем π_k . У свою чергу, вплив π_k може бути різним залежно від умов оптимізації ($\eta_v \rightarrow \max$ або $H \rightarrow \max$) та значення показника степеня впливу n (який визначається умовами сумішоутворення). Під час оптимізації циклу за максимумом питомої корисної роботи ($H \rightarrow \max$) оптимальне значення π_k^H завжди менше за $\pi_k^{\text{опт}}$. Точніше $\pi_k^H = \pi_k^{\text{опт}}(1 - \eta_v^{\max})$. Очікуване зменшення π_k^H (для $H \rightarrow \max$) призводить до суттєвого зменшення емісії NO_x порівняно з варіантом оптимізації $\eta_v \rightarrow \max$ (рис. 6.10).

Ще більше впливає на зменшення емісії токсичних NO_x регенерація. У цьому разі (див. табл. 6.3) підвищується ККД циклу. Цього досягають при значно меншому $\pi_k^{\text{опт}}$ порівняно з циклом Брайтона і практично однакової корисній роботі.

Для циклу з регенерацією оптимальний степінь підвищення тиску (для $\eta_v \rightarrow \max$) визначають з співвідношення

$$\pi_k^{\text{опт}} = [\tau \eta_k \eta_r (1 - r \eta_v^{\max}) / (1 + (r - 1) \eta_v^{\max})]^{1/2m}. \quad (6.13)$$

Розрахунки, наведені в табл. 6.3, показують, що при однакової початкової температурі T_3 оптимальний степінь підвищення тиску в циклі з

регенерацією (при ступені регенерації $r = 0,75$) порівняно з циклом Брайтона зменшується суттєво: майже втричі при $t_3 = 800$ °С і в п'ять разів при $t_3 = 1500$ °С. При цьому відносно збільшується внутрішній ККД (від 13 до 23 %), хоча коефіцієнт надлишку повітря залишається незмінним і де-що зменшується корисна робота.

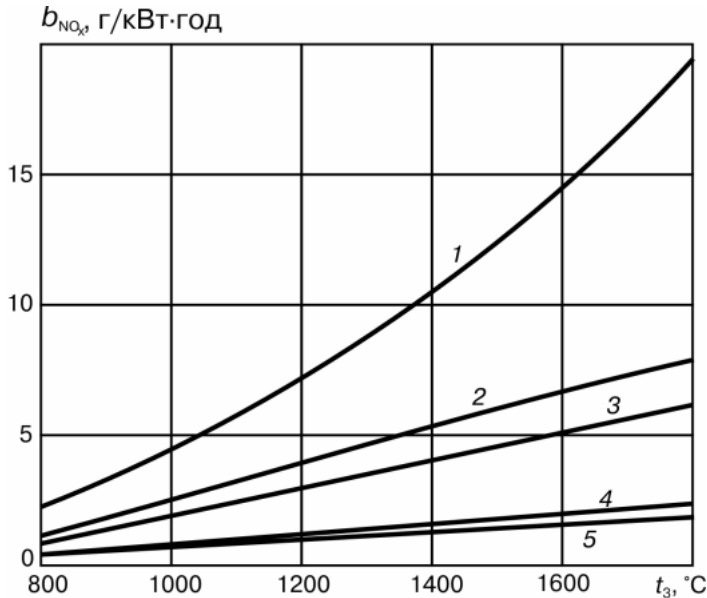


Рис. 6.10. Вплив умов термодинамічної оптимізації на питому емісію оксидів азоту:

- 1 – питома емісія для $r = 0$, $n = 0,5$ та $\eta_B \rightarrow \max$;
- 2 – питома емісія для $r = 0$, $n = 0,5$ та $H \rightarrow \max$;
- 3 – питома емісія для $r = 0,75$, $n = 0,5$ та $\eta_B \rightarrow \max$;
пальник ДСГ ($n = 0,5 - k_0 = 1,67 \cdot 10^7$, $E_{ef} = 5,24 \cdot 10^4$,
 $n = 0 - k_0 = 5,48 \cdot 10^6$, $E_{ef} = 4,84 \cdot 10^4$);
- 4 – питома емісія для $r = 0$, $n = 0$ та $\eta_B \rightarrow \max$;
- 5 – питома емісія для $r = 0,75$, $n = 0$ та $\eta_B \rightarrow \max$

Слід зазначити, що екологічний аналіз повітря за поточними концентраціями NO_x не є об'єктивним у зв'язку з тим, що для різних умов термодинамічного аналізу змінюється коефіцієнт надлишку повітря. Застосування зведеної до однакового ступеня розбавлення продуктів згорання ($\text{O}_2 = 15\%$, або $\alpha_T = 3,5$) концентрації оксидів азоту $\text{NO}_{x3,5} = (\alpha/3,5)\text{NO}_x$ теж не є коректним щодо поєднання термодинамічних та екологічних показників. Найоб'єктивнішим у цьому разі є застосування питомої концентрації, яка визначає емісію NO_x на одиницю виробленої енергії (г/кВт-год):

$$b_{\text{NO}_x} = 10^{-3} (3600/1,29) \text{NO}_x/H. \quad (6.15)$$

Як видно з наведених даних (рис. 6.8, 6.10, табл. 6.3), застосування цього показника дозволяє провести об'єктивний термоекологічний аналіз циклів ГТУ та режимів їх роботи.

На підставі вище наведеного аналізу подальшим розвитком енергетики України є: по-перше, її модернізація та оновлення на підставі використання новітніх технологій та обладнання як вітчизняного, так і зарубіжного походження з високими енерго-екологічними показниками; по-друге, упровадження систематизованих комплексних заходів відслідковування та прогнозування екологічного становища регіонів і країни загалом на підставі розроблених державних заходів у вигляді діючої єдиної системи моніторингу викидів.

Така система має враховувати становище енергетичної галузі, потребу гармонізації реалізованих технологічних, економічних та державних важелів і практичну реалізацію концепції екологічної оцінки забруднення навколишнього середовища шкідливими викидами енергооб'єктів, що використовують органічне паливо.

Екологічний моніторинг забруднення навколишнього середовища шкідливими викидами підприємств, що використовують органічне паливо, має бути складовою частиною загальнодержавного моніторингу навколишнього природного середовища, що являє собою систему спостережень, збирання, обробки, передання, зберігання та аналізу інформації про стан навколишнього природного середовища, прогнозування його змін і розробки науково обґрунтованих рекомендацій для прийняття рішень.

Основні принципи концепції екологічного моніторингу забруднення такі:

- об'єктивність і достовірність;
- систематичність спостережень;
- багаторівневність;
- узгодженість нормативного, правового, методичного, технічного і програмного забезпечення;
- комплексність в оцінці екологічної інформації;
- відкритість екологічної інформації.

Принцип об'єктивності й достовірності оцінки забруднення реалізують за допомогою сучасних загальноприйнятих методів та засобів проведення вимірів рівня концентрацій забруднювальних речовин у повітрі. Достовірність вимірів треба підтверджувати розрахунками за допомогою існуючих методик, використовуючи сучасну обчислювальну техніку.

Принцип системності спостережень потрібний для підтвердження об'єктивності і можливості проводити системний аналіз. Позачергові, незаплановані, локальні та аварійні виміри доповнюють базу даних систематичних спостережень.

Багаторівневність оцінки забруднення можна реалізувати на локальному, регіональному та національному рівнях.

Локальний рівень – виміри забруднення та моніторинг навколишнього середовища на території окремих об'єктів (підприємств, міст, ландшафтних ділянках).

Регіональний рівень виявляється в межах адміністративно-територіальних одиниць, на територіях економічних і природних регіонів.

Національний рівень екологічного моніторингу забруднення навколишнього природного середовища охоплює всю територію країни загалом.

Принцип узгодженості нормативного, правового, методичного, технічного та програмного забезпечення треба реалізовувати на всіх рівнях

концепції. Підставою для успішної реалізації цього принципу є дотримання нормативно-правової бази екологічного загальнодержавного моніторингу навколишнього природного середовища у створенні методик оцінки забруднення, екологічної експертизи та паспортизації об'єктів, які використовують органічне паливо.

Принцип комплексності в оцінці екологічної інформації можна реалізувати за допомогою незалежних вимірювань різними спостерігачами як на одному об'єкті, так і за його межами і одночасним звіренням результатів з розрахунковими значеннями одних і тих самих величин за допомогою методик і сучасної обчислювальної техніки. Незалежними спостерігачами виступають міністерства і відомства, органи державної виконавчої влади та самоврядування, підприємства й організації.

Залежно від призначення екологічної оцінки забруднення виконують загальний (стандартний), оперативний (кризовий) та фоновий (науковий) моніторинг.

Загальний моніторинг стану забруднення навколишнього середовища має бути оптимальним за кількістю параметрів спостереження на об'єктах, об'єднаних в єдину інформаційно-технологічну мережу, що дає змогу на підставі оцінки і прогнозування стану навколишнього середовища регулярно розробляти управлінські рішення.

Оперативний моніторинг – це спостереження спеціальних показників у реальному масштабі часу на цільовій мережі об'єктів, визначених джерелами підвищеної екологічної безпеки чи ризику в окремих регіонах, аварія на яких може призвести до суттєвих екологічних наслідків.

Фоновий моніторинг являє собою спеціальні високоточні спостереження за всіма складовими стану навколишнього середовища, за характером, складом, кругообігом та міграцією забруднювальних речовин.

Принцип відкритості екологічної інформації має забезпечити об'єктивність в оцінці комплексності та оперативності в проходженні інформації до широкого кола населення з метою запобігання негативному впливові на його здоров'я.

Енерго екологічний моніторинг навколишнього природного середовища має включати комплекс науково-дослідних, проектних і конструкторських робіт, спрямованих на розроблення та впровадження:

- нових засобів спостереження, збирання, накопичення, передавання і збереження інформації про стан викидів у навколишнє середовище;
- методичних рекомендацій щодо аналізу та узагальнення інформації, прогнозування змін стану довкілля;
- методів математичного моделювання, статистичного оброблення інформації, систем управління базами даних та інших видів комп'ютерного накопичення й узагальнення інформації;

- стандартів та інших нормативних документів, що регламентують функціонування системи державного моніторингу навколишнього природного середовища.

Одним з провідних питань концепції є вирішення проблем екологічної експертизи об'єктів. Результати експертизи об'єктів, що спалюють органічне паливо, отримання локальної, регіональної та національної картини стану навколишнього середовища є підставою для розробки та затвердження багаторівневих екологічних програм, планів реалізації пріоритетних напрямів розвитку науки і техніки з охорони навколишнього середовища.

Контрольні питання

1. Загальна характеристика впливу теплової енергетики на навколишнє середовище.
2. Характеристика газових і аерозольних викидів ТЕС.
3. Ступінь ризику і дія токсичних газових викидів ТЕС на людину.
4. Сукупний вплив газових і аерозольних викидів енергетичних об'єктів на навколишнє середовище.
5. Механізм утворення опадів і кислотних дощів.
6. Тепловий вплив об'єктів енергетики на навколишнє середовище.
7. Особливості виникнення парникового ефекту.
8. Особливості шумового впливу об'єктів енергетики на навколишнє середовище.
9. Рівень звукового тиску і рівень звукової потужності.
10. Загальний перелік аспектів впливу шуму на людину.
11. Характеристика загальних аспектів впливу шуму на людину.
12. Характеристика методів вимірювання рівня шуму.
13. Загальна класифікація та характеристика шумових джерел ТЕС.
14. Характеристика негативного впливу електричного поля на людину.
15. Санітарні норми і правила захисту населення від впливу електричного поля.
16. Характеристика основних напрямів підвищення енерго-екологічної ефективності теплоенергетики.
17. Загальні напрями безвідходних технологій в енергетиці.
18. Загальна характеристика рівнів екологічного моніторингу енергооб'єктів.
19. Обсяг і мета екологічної експертизи енергооб'єктів.
20. Основні принципи концепції екологічного моніторингу.
21. Види моніторингу та їх характеристика.

Розділ 7

КОМПЛЕКСНІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ Й ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК

7.1. Фактори і показники, що визначають енерго-екологічну ефективність теплоенергетичних об'єктів

Проблема забезпечення енергетичної ефективності й екологічної безпеки енергетичних об'єктів є складною (проектування, експлуатація, експертиза, аудит, прогнозування, моніторинг та ін.) і багатозначною. Це пов'язано з потребою визначити рівень використання паливно-енергетичних ресурсів, технічного стану устаткування енергооб'єктів, рівня їх експлуатації, застосування природоохоронних заходів тощо. Складність вирішення цієї проблеми зумовлена різноманітністю визначальних параметрів, факторів і показників екологічної небезпеки. Уже на рівні вибору показників екологічної безпеки виникають деякі суперечності. Так, показники валових викидів шкідливих речовин – M_i (т/рік або г/с) доцільно використовувати на регіональному і особливо глобальному рівнях аналізу екобезпеки. Однак цей критерій не придатний для порівняння локальних джерел викидів різної потужності.

Питомий показник у вигляді відношення M_i до валового об'єму димових газів V_1 ($C_i = M_i/V_1$ – концентрація конкретної домішки в димових газах) треба застосовувати під час оцінки граничнодопустимих викидів і концентрацій, побудови карт забруднення екологічними викидами населеної місцевості і визначення зон екологічної небезпеки (ризиків) відповідно до встановлених санітарно-гігієнічних норм граничнодопустимих концентрацій небезпечних викидів. Однак цей показник непридатний для оцінки інших типів викидів (наприклад, теплових) і не може бути об'єктом аналізу в порівнянні джерел екологічної небезпеки різної потужності.

Застосування критерію екологічної безпеки у вигляді відношення M_i до кількості підведеної теплоти Q_1 або витрати палива B взагалі може дати парадоксальний висновок щодо екологічної переваги об'єкта з нижчою енергетичною ефективністю перетворення (використання) енергії палива.

Найбільш універсальним показником екобезпеки є критерій, який визначають як відношення валового викиду шкідливої речовини M_i до виробленої енергії E у вигляді $b_i = M_i / E$ (г/кВт-год). Можна показати, що

$$b_i = \frac{K}{\eta_{\text{уст}}} = \frac{K}{\eta_t \prod_{j=1}^n \eta_j}, \quad (7.1)$$

де K – коефіцієнт, що враховує вплив паливного, технологічного та експлуатаційних факторів; $\eta_{\text{уст}}$ – ККД енергетичної установки; η_t – термічний ККД циклу; $\prod_{j=1}^n \eta_j$ – добуток ККД усіх елементів і трактів енергетичної установки (для ПТУ: котел, пароперегрівник, турбіна, насос, паропроводи, електрогенератор та ін.), що враховує ступінь незворотності робочих процесів.

У використанні критерію b_i можна виділити чотири групи факторів впливу, що забезпечують екологічну безпеку конкретного об'єкта: *термодинамічний*, *паливний*, *технологічний* і *експлуатаційний* (табл. 7.1). Технологічну групу, у свою чергу, поділяють на три підгрупи, які впливають через зміну технології спалювання палива, використання технології очистки та переробки палива або прийомів очищення димових газів.

Таблиця 7.1. Фактори впливу і параметри екологічної небезпеки ТЕС

Фактор	Параметр екологічної небезпеки							
	Теплове забруднення	H ₂ O	CO ₂	SO ₂	V ₂ O ₅	Тверді викиди	C _x H _y O _z	NO _x
Термодинамічний	±	±	±	±	±	±	±	±
Паливний	0	±	±	±	±	±	±	±
Технологічний:								
горіння	0	0	0	0	0	±	±	±
очистка і переробка палива	0	±	±	+	+	+	+	0
очистка димових газів	0	0	+	+	0	+*	+*	+
Експлуатаційний	±	0	0	0	0	±	±	±
Група параметрів	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)		(7)

Примітка. (±) – реверсивний вплив; (+) – позитивний вплив; (0) – немає або малий вплив; (*) – отруєння каталізатора.

Кожний з визначених факторів має свої особливості з погляду умов забезпечення екологічної безпеки.

Термодинамічний фактор є найуніверсальнішим. Він впливає на всі параметри і показники екологічної небезпеки. Він є самокупним, тому що витрати на його реалізацію компенсуються економією палива, якщо рівень виробленої теплової та електричної енергії незмінний.

Паливний фактор також характеризується високою універсальністю (слабкий вплив лише на теплові викиди) і за певних умов визначає значний вплив на ряд екологічних показників. Можливості його використання залежать від наявності відповідних природних паливно-енергетичних ресурсів, економічної та політичної ситуації, що склалася в регіоні.

Обидва зазначені фактори характеризуються реверсивністю впливу, тобто можуть поліпшувати або погіршувати екологічну ситуацію. Реверсивність характерна і для інших впливів.

Технологічний фактор є менш універсальним порівняно з двома попередніми і залежно від особливостей використання може бути мало- (під час удосконалювання технології спалювання палива) або багатозатратним (під час використання технологічних прийомів переробки палива або очищення димових газів).

У свою чергу, залежно від комбінації результативних прийомів впливу на параметри забруднення навколишнього середовища параметри екологічної безпеки можна умовно розподілити на сім характерних груп, виходячи з повноти реалізації визначальних факторів.

У розробці програм забезпечення екологічної безпеки енергетичних об'єктів ще не повною мірою використовують термодинамічний і паливний фактори.

7.2. Вплив термодинамічного фактора на показники екологічної безпеки ТЕС

Для визначення ролі термодинамічного фактора скористаємося співвідношенням (7.1), з якого випливає, що, за інших рівних умов ($K = \text{const}$), питомий показник екологічної безпеки обернено пропорційний ККД установки, тобто

$$b_i \approx \frac{\text{const}}{\eta_{\text{уст}}}. \quad (7.2)$$

Співвідношення (7.2) справедливе для всіх параметрів екологічної безпеки, зокрема для показника сумарного теплового забруднення навколишнього середовища:

$$b_1 = \frac{Q_1}{E} = \frac{1}{\eta_{\text{уст}}}, \quad (7.3)$$

де $Q_1 \approx BQ_{\text{н}}^{\text{р}}$ – сумарне теплове забруднення навколишнього середовища (B – витрата і $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – теплота згорання палива); $E = (Q_1 - Q_2) \prod_{j=1}^n \eta_j$ – вироблена електрична або тепла енергія.

Оцінюючи питомий показник концентрованих теплових викидів – $b_2 = \frac{Q_2}{E}$ (на паротурбінних ТЕС величина Q_2 визначається тепловими викидами з димовими газами і ще більшою мірою викидами теплоти з циркуляційною водою, а на газотурбінних ТЕС – переважно з вихлопними газами через димову трубу) зв'язок між показниками b_2 і $\eta_{уст}$ виражають в іншій формі:

$$b_2 \approx \frac{1 - \eta_{уст}}{\eta_{уст}}. \quad (7.4)$$

Співвідношення (7.4) визначає вплив термодинамічного фактора на питомий показник концентрованих теплових викидів b_2 у функції від ККД установки (рис. 7.1).

З рис. 7.1 видно, що газотурбінна установка – це джерело більшого теплового забруднення навколишнього середовища, ніж паротурбінна. Реалізація парогазового циклу поліпшує економічні показники, і, як результат, додатково зменшується теплове забруднення навколишнього середовища.

Позитивна роль підвищення $\eta_{уст}$ стосується не тільки параметра теплового забруднення, але й усіх інших параметрів екологічної небезпеки.

Застосування передових технологій перетворення хімічної енергії органічного палива на електричну дозволяє істотно поліпшити економічні й екологічні показники ТЕС на базі ПТУ, ККД нетто яких можна довести: на вугіллі – до 47 %, на природному газі – до 49 %. Загалом за останні 50 років у розвинених країнах загальний приріст ККД ТЕС на базі паротурбінних блоків становив ~15 %, що відповідає середньому темпу приросту ~0,3 % за рік (рис. 7.2). Це дозволило знизити питомий показник викиду вуглекислоти (г/кВт·год) на 75 %. Такий самий рівень зниження показників екологічної небезпеки було досягнуто й по інших параметрах. Однак, починаючи з 70-х років, темп приросту ККД паротурбінних блоків істотно знизився і становив ~0,18 % за рік, що стало стимулом ширшого впровадження парогазових технологій. Упровадження ПГУ в енергетику дозволяє не тільки забезпечити приріст енергетичної ефективності

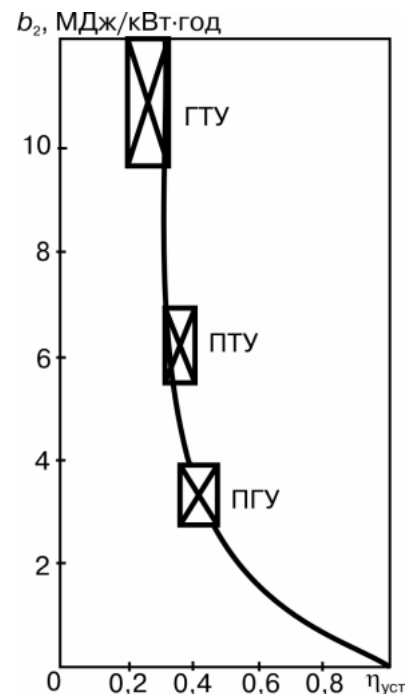


Рис. 7.1. Вплив термодинамічного фактора на питомий показник теплових викидів енергетичного об'єкта

ті, але й значно підвищити рівень екологічної безпеки ТЕС. Як видно з рис. 7.2, до 2000 р. показник екологічної небезпеки b_{CO_2} (порівняно з 1950 р.) знизився приблизно в 2,5 разу.

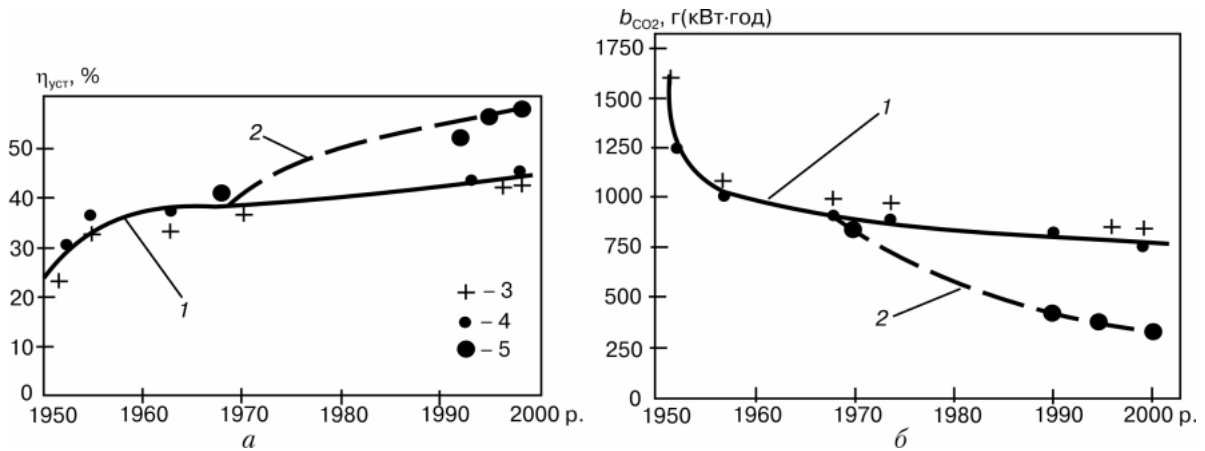


Рис. 7.2. Тенденція зміни ККД енергетичних установок (а) і показника емісії CO_2 у димових газах (б): 1 – ТЕС на базі ПТУ; 2 – ТЕС на базі ПГУ; 3 – буре вугілля; 4 – кам’яне вугілля; 5 – природний газ

Використання показника екологічної безпеки b_i у вигляді відношення маси викидів до одиниці виробленої енергії (г/кВт-год) дозволяє для всіх параметрів екологічної небезпеки ввести універсальний критерій екобезпеки, що враховує всі фактори (термодинамічний, паливний, технологічний та експлуатаційний), сукупність яких визначає інтегральні можливості підвищення екологічної безпеки енергетичних об’єктів і систем.

Знання взаємозв’язку між параметрами і факторами екологічної безпеки дозволяє реалізувати об’єктивно обґрунтовану стратегію застосування природоохоронних заходів, що забезпечують найефективніші умови її фактичної реалізації на стадії прогнозування, проектування енергооб’єктів, їх експлуатації та модернізації.

Якщо виходити з того, що вже досягнуто критичного рівня впливу енергетики на довкілля, то можна сформулювати *принцип екологічної рівноваги* так: відносний приріст потужності екологічної системи $\delta N = \frac{\Delta N}{N}$

(тут ΔN – абсолютний приріст потужності; N – діюча потужність) має не перевищувати темпу підвищення екологічної безпеки цієї системи

$\delta b_i = \frac{\Delta b_i}{b_i}$ (тут Δb_i – зниження показника екологічної безпеки; b_i – досягнутий рівень екологічної безпеки за i -ю компонентою).

Тобто умова екологічної рівноваги має вигляд

$$\delta N + \delta b_i \leq 0. \quad (7.5)$$

Для випадку впливу тільки термодинамічного фактора умову екологічної рівноваги можна подати у вигляді

$$\delta b - \delta b_i > 0, \quad (7.6)$$

де δb – відносне зниження питомої витрати палива в системі ($\delta b = \frac{\Delta b}{b}$, г/кВт·год).

7.3. Сучасні тенденції підвищення коефіцієнта корисної дії теплових електростанцій

Провідні фірми в галузі енергетичного машинобудування (*ABB, Siemens, General Electric*, консорціум *MAN Energy і GEC Alsthom (ME/GA)* та ін.) в останні десятиліття нарощують свої зусилля і капіталовкладення в напрямі підвищення термодинамічної ефективності всіх типів енергетичних установок, що зумовлено не тільки економією паливно-енергетичних ресурсів, але й забезпеченням екологічної безпеки цих установок.

Основною тенденцією поліпшення енерго-екологічної ефективності ГТУ є підвищення початкової температури циклу до 1 200...1 300 °С (із доведенням цього параметра в майбутньому до 1 600 °С).

Фірма *Siemens* розробила типорозмірний ряд ГТУ серії «V» потужністю від 70 до 240 МВт з ККД, що досягає 37–38 % (табл. 7.2). У зв'язку з високою температурою вихлопних газів ГТУ (530...550 °С) ця фірма пропонує комбінації циклів газотурбінних і паротурбінних установок, загальний ККД яких досягає 56 % і більше, а діапазон типорозмірного ряду ПГУ становить 103...359 МВт.

Таблиця 7.2. Типорозмірний ряд ГТУ і ПГУ фірми *Siemens*

Модель	V64. 3A	V84. 2	V84. 3A	V94. 2	V24. 3A
ГТУ:					
потужність, МВт	70	109	170	159	240
ККД, %	36,8	24	36,8	24,5	38
емісія NO _x , ppm	25	25	25	25	25
температура вихлопних газів, °С	~530	~540	~550	~540	~550
ПГУ:					
потужність, МВт	103	172	254	249	359
ККД, %	54,8	54,4	57,2	54,7	58,1

Як засіб підвищення економічності ГТУ розглядають можливість застосування регенеративних ГТУ, а також ГТУ з проміжним підведенням теплоти.

Великі можливості щодо підвищення енергетичної ефективності ГТУ полягають у використанні нетрадиційних циклів. Зокрема, йдеться про застосування циклів ГТУ з турбіною перерозширення і турбокомпресорним утилізатором теплоти (ТКУ).

Сучасні тенденції підвищення економічності ПТУ можна показати на прикладі фірми *Siemens* і консорціуму *ME/GA*.

Спільним для них є: підвищення початкових параметрів пари до рівня 280...310 атм і 580...630 °С, застосування подвійного проміжного перегріву пари, реалізація розвиненої системи регенеративного підігріву живильної води (до десятих нерегульованих відборів пари), підвищення вакууму за рахунок зниження тиску в конденсаторі до 0,023 атм. Це дозволяє довести ККД ПТУ нетто до 47 % на вугіллі і до 49 % на природному газі.

Визнаваючи істотний прогрес у підвищенні екологічної безпеки ТЕС, досягнутий передовими енергетичними фірмами за останні десятиліття, слід звернути особливу увагу на те, що за окремими показниками вже досягнуто рівень «насичення», коли подальше їх поліпшення потребує істотних витрат і дає незначний ефект (див. рис. 7.2). Ця обставина зумовлює активізацію пошуку, що намітився у світовій енергетиці, у сфері застосування нетрадиційних напрямів підвищення екологічної безпеки ТЕС. Один з них – пошук подальших шляхів удосконалювання газопарових технологій, зокрема поєднання парогазових технологій із внутрішньоцикловою газифікацією вугілля. Це дає можливість не тільки збільшити потужність і ККД установки, але істотно поліпшити її екологічні показники на твердому паливі за рахунок зв'язування SO₂ до 95–99 %, NO_x – до 90 %.

Перспективним є використання нетрадиційних факторів на основі застосування відповідних фізико-хімічних процесів. Йдеться про застосування в енергетиці паливних елементів.

7.4. Технологічні і паливні фактори впливу на екологічну безпеку

Крім термодинамічного фактора істотно впливають на поліпшення екологічної безпеки технологічні та паливні фактори.

Особливо чутливим є ефект від комплексної реалізації технологічного і паливного факторів разом з термодинамічним впливом. Якщо максимальний ефект від впливу термодинамічного фактора визначається не більш ніж чотирикратною зміною питомого показника екологічної небезпеки (див. рис. 7.1), то його спільне застосування з технологічними факторами змінює цей показник у десятки разів (у більший або менший бік).

Характер спільного впливу термодинамічного і технологічного факторів зображено на рис. 7.3.

Крива 1 на рис. 7.3 відображає тенденцію зниження питомого показника твердих викидів $b_{ТВ}$ на ТЕС за рахунок одночасного підвищення ККД (див. рис. 7.2) і вдосконалення систем очищення димових газів від золи. Як видно, до початку 80-х років досягнуто приблизно двадцятикратне зниження показника $b_{ТВ}$ і в наступні роки за цим показником в енергетично розвинених країнах встановлено мінімальний рівень екологічної небезпеки.

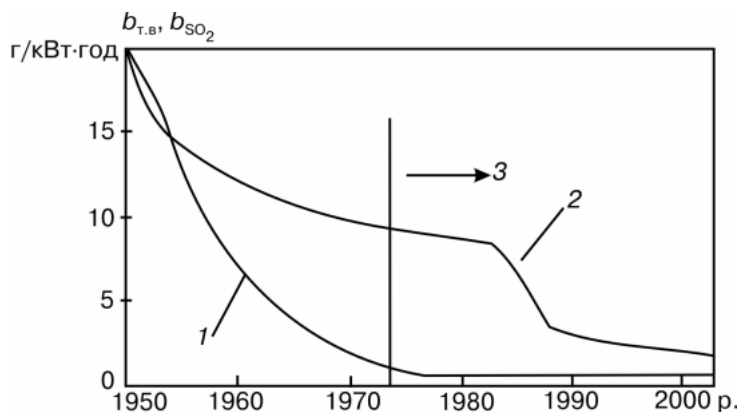


Рис. 7.3. Залежність екологічної безпеки ТЕС від термодинамічного і технологічного факторів: 1 – тверді викиди (зола і вуглець); 2 – SO_2 ; 3 – початок застосування технологій очищення димових газів ТЕС

Крива 2 на рис. 7.3 вказує на існування двох етапів зниження викидів SO_2 . Перший етап (до початку 80-х років) характеризується дією на b_{SO_2} тільки термодинамічного фактора (див. рис. 7.2), другий – спільним впливом термодинамічного і технологічного факторів (за рахунок широкого впровадження в енергетику сучасних технологій десульфуризації димових газів).

Тенденція зміни параметра b_{NO_x} аналогічна b_{SO_2} , причому стрибок екологічної безпеки b_{NO_x} зумовлений упровадженням технологій денітрифікації димових газів.

Показовим є вплив виду палива, що характеризується істотним ефектом і неоднозначністю. Особливо це стосується показників емісії парникових газів CO_2 і H_2O (рис. 7.4, а і б).

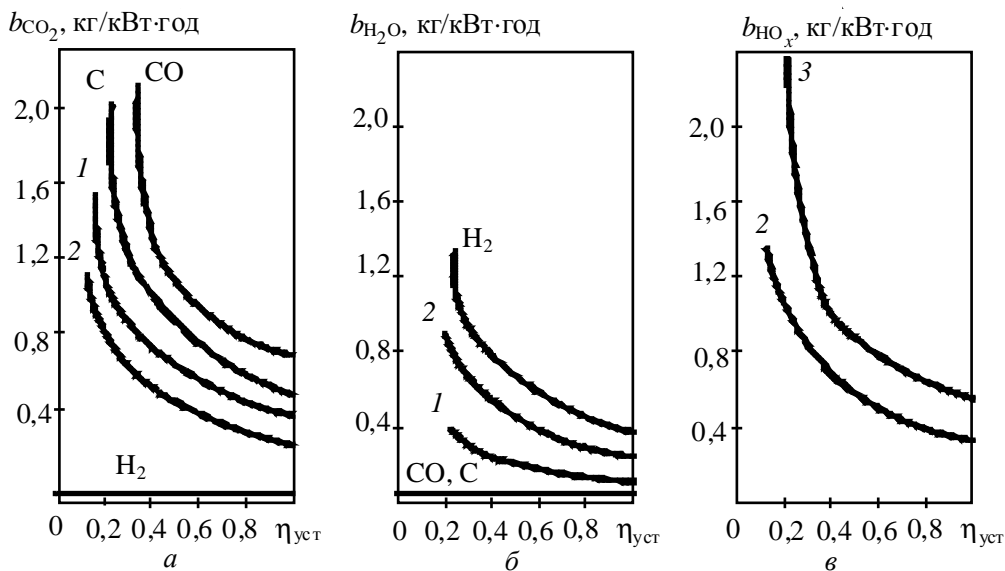
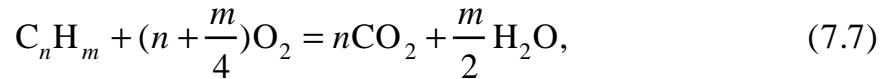


Рис. 7.4. Вплив термодинамічного і паливного факторів на показники викидів CO_2 (а), H_2O (б) і NO_x (в) енергетичного об'єкта: 1 – мазут; 2 – природний газ; 3 – вугілля

Із стехіометричної реакції окиснення вуглеводнів C_nH_m , поданої у вигляді



впливає, що кількість утворення CO_2 і H_2O пропорційна вмісту вуглецю C і H_2 в паливі. Максимальна емісія CO_2 виникає під час спалювання CO (для чистого водню $b_{CO_2} = 0$) і максимальна емісія хімічної вологи – під час спалювання H_2 (для CO і вуглецю C показник $b_{H_2O} = 0$).

Можна показати, що

$$b_{H_2O} = m \frac{\rho_{H_2O}}{2Q_H} \cdot \frac{3600}{\eta_{уст}}; \quad (7.8)$$

$$b_{CO_2} = n \frac{\rho_{CO_2}}{2Q_H} \cdot \frac{3600}{\eta_{уст}}, \quad (7.9)$$

де ρ_{H_2O} і ρ_{CO_2} – питома маса водяної пари і вуглекислоти відповідно у нормальних умовах, $кг/м^3$; Q_H – теплота згорання газоподібного палива, $кДж/м^3$.

Якщо паливо тверде або рідке, то утворювану кількість вуглекислоти у процесі згорання вуглецю C^p та водяної пари у процесі згорання водню H^p палива треба визначати з елементарних балансних хімічних рівнянь



Тоді з реакції (7.10) випливає, що під час згорання 1 кг вуглецю буде утворюватися 4 кг вуглекислоти. Це дає очікуваний валовий викид вуглекислоти

$$M_{CO_2} = 0,04 \cdot C^p \cdot V.$$

Тоді питомий викид вуглекислоти ($кг/кВт \cdot год$) буде визначатися зі співвідношення

$$b_{CO_2} = \frac{M_{CO_2}}{E} = 0,04 \cdot C^p \cdot \frac{3600}{\eta_{уст}}. \quad (7.12)$$

Відповідно до реакції утворення водяної пари (7.11) випливає, що у процесі згорання 1 кг водню утворюється 9 кг H_2O . Це дає очікуваний валовий викид водяної пари

$$M_{H_2O} = 0,09 \cdot H^p \cdot V.$$

Тоді питомий викид H_2O (кг/кВт·год) буде дорівнювати

$$b_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{M_{\text{H}_2\text{O}}}{E} = 0,09 \cdot \text{H}^{\text{P}} \cdot \frac{3600}{\eta_{\text{уст}}}. \quad (7.13)$$

Істотно змінюються й інші показники екологічної безпеки зі зміною виду палива. Це наочно видно з рис. 7.4, в, де показано вплив термодинамічного та паливного факторів на емісію оксидів азоту.

7.5. Експлуатаційні фактори впливу на екологічну безпеку енергетичних об'єктів

Є група факторів, які умовно можна назвати експлуатаційними. Вплив цих факторів особливо суттєвий під час експлуатації діючих котлів ПТУ і меншою мірою у процесі роботи камер згорання ГТУ.

Експлуатаційні фактори визначаються режимом і умовами експлуатації. Вони стають особливо вагомими із збільшенням терміну служби устаткування за наявності тенденції збільшення жорсткості норм граничнодопустимих викидів.

Відповідно до даних табл. 7.1, експлуатаційні фактори характеризуються найнижчою повнотою впливу, тобто їх реверсивний вплив обмежується вузькою групою параметрів екологічної небезпеки: теплове забруднення, викиди твердих частинок, оксидів азоту і вуглеводнів, зокрема, оксиду вуглецю CO .

У разі теплового забруднення навколишнього середовища експлуатаційні фактори впливають тільки на концентровану складову теплових викидів b_2 (за рахунок зниження температури газів, що викидаються в навколишнє середовище, в енергетичних котлах). Що стосується питомого показника твердих викидів $b_{\text{ТВ}}$, то його рівень за інших рівних умов залежить від ефективності експлуатації системи очистки димових газів від твердих викидів.

Найзначніше вплив експлуатаційного фактора виявляється на викидах незгорілих вуглеводнів $\text{C}_x\text{H}_y\text{O}_z$, CO , а також оксидів азоту NO_x .

Відомо, що утворення термічних оксидів азоту NO визначається переважно температурним рівнем T і концентрацією кисню O_2 в зоні горіння, коефіцієнтом надлишку повітря топки α_{T} і часом перебування продуктів у ядрі факела τ . Ці параметри можна змінювати в процесі експлуатації топкового пристрою різними методами без суттєвої реконструкції топкової камери.

Найпростіший спосіб зниження концентрації оксидів азоту – зменшення коефіцієнта надлишку повітря в топці котла ПТУ, якщо $\alpha_{\text{T}} < \alpha_{\text{кр}}$, або збільшення цього показника в зоні горіння $\alpha_{\text{зr}} > \alpha_{\text{кр}}$ для камери згорання ГТУ (рис. 7.5). Тут під $\alpha_{\text{кр1}}$ розуміємо критичний коефіцієнт надлишку повітря, за якого емісія оксидів азоту досягає максимального рівня.

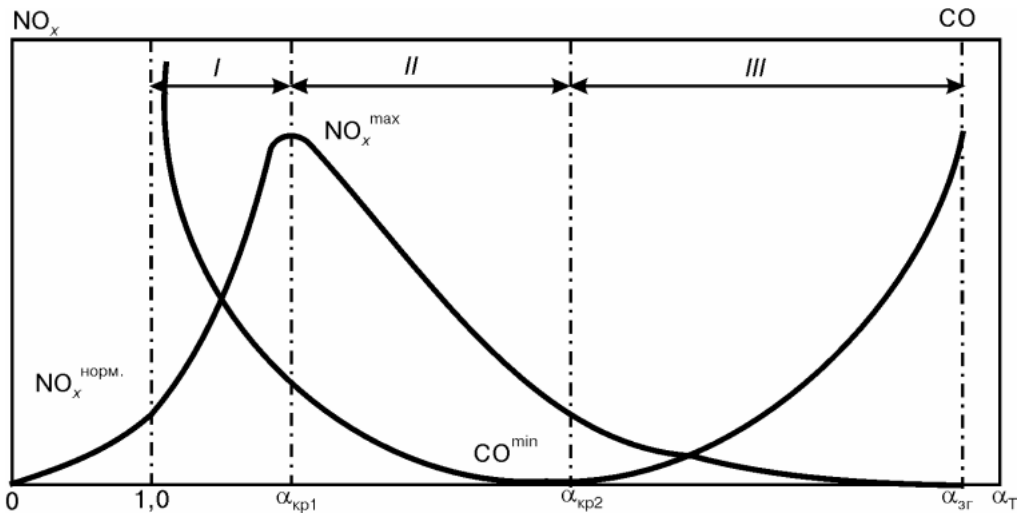


Рис. 7.5. Вплив надлишку повітря на емісію NO_x і CO (CO^{\min} – мінімальна емісія оксиду вуглецю; NO_x^{\max} – максимальна емісія оксидів азоту; $\text{NO}_x^{\text{норм}}$ – нормована емісія NO_x для $\alpha_T = 1,0$; $D/D_0 = 1,0$ та якщо немає інших експлуатаційних впливів)

Коефіцієнт надлишку повітря, за якого досягається мінімальна емісія CO , змінюється в діапазоні $\alpha_{\text{кр}1} < \alpha_{\text{кр}2} < \alpha_{\text{зр}}$ (тут $\alpha_{\text{зр}}$ – коефіцієнт надлишку повітря, за якого настає зрив факела).

Як видно з рис. 7.5, вплив надлишку повітря на рівень емісії NO_x і CO (по всій практично значимій зоні впливу) має складний характер, зокрема є зони (I та III), де α_T має неоднозначний паралельний вплив на NO_x та CO («ефект ножиць»), та зона II з однозначним паралельним впливом на емісію NO_x і CO .

Якщо інших впливів немає, то при $\alpha_T = 1$ фіксують так звану нормовану емісію оксидів азоту, яка є об'єктивним показником рівня екологічної безпеки стехіометричних пальників. Для камер згорання ГТУ таким показником є максимальна емісія оксидів азоту (NO_x^{\max}).

Рециркуляція димових газів у багатьох випадках є важливим способом зниження емісії токсичних оксидів азоту, однак потребує додаткових капітальних і експлуатаційних витрат. Її можна реалізувати за рахунок відбору частини димових газів із газоходу і наступної їх подачі в топку котла. Кількість газів рециркуляції визначається ступенем рециркуляції r , що характеризує витрату газів рециркуляції у відсотках від загальної витрати димових газів за масою в газоході котла.

Дія рециркуляції зменшує температурний рівень у зоні горіння і концентрацію кисню у високотемпературній зоні (помітного ефекту досягають, якщо $\alpha_T \rightarrow 1,0$). Крім цього, рециркуляція може змінювати час перебування в зоні горіння і змінювати у факелі структуру активних центрів, що, у свою чергу, може впливати на кінетику хімічних реакцій.

Цей метод найефективніший, коли температура в топці без рециркуляції досить висока (1 600...1 700 °C і вище). Це, насамперед, газомазутні

котли з високою тепловою напругою топкового об'єму, а також пиловугільні котли, що працюють на порівняно сухому високоякісному вугіллі, хоча для останніх рециркуляцію газів з метою зниження емісії NO_x застосовують рідко. Для багатьох котлів з низькоякісним вугіллям її взагалі не застосовують. Рециркуляція також небажана для котлів з твердим шлаковидаленням. Для котлів, що працюють на бурому вугіллі, обладнаних топками з твердим шлаковидаленням, рівень температур і без введення газів рециркуляції невисокий.

У разі рециркуляції зниження емісії оксидів азоту характеризується співвідношенням

$$(\text{NO}_x)_r = \text{NO}_x (1 - \varepsilon_1 r) \quad (7.14)$$

або

$$(\text{NO}_x)_r = \text{NO}_x \exp[-a_{\text{рец}} r], \quad (7.15)$$

де NO_x та $(\text{NO}_x)_r$ – концентрація оксидів азоту, якщо рівень рециркуляції $r = 0$ та $r > 0$; ε_1 та $a_{\text{рец}}$ – коефіцієнти, що враховують ефективність використання рециркуляції і є індивідуальною характеристикою для кожного типу котла і способу введення газів рециркуляції в топку.

Відмінність форм узагальнення характеристик емісії NO_x не є принциповою у зв'язку з тим, що рівняння (7.14) можна отримати з рівняння (7.15) розвиненням останнього в степеневий ряд та заміщаючи в цьому ряді тільки член першого порядку малості. При цьому коефіцієнти $a_{\text{рец}}$ та ε_1 будуть одного порядку, але дещо різнитимуться між собою і передусім зі зміною способу введення в топку котла газів рециркуляції (табл. 7.3).

Рециркуляція димових газів у топку в поєднанні з раціональною схемою введення газів у зону горіння – ефективний засіб зниження сумарного рівня емісії NO_x у продуктах згорання. При цьому варто пам'ятати, що збільшення кількості рециркуляційних газів знижує ККД котла (брутто) і підвищує витрату електроенергії на власні потреби. Суттєвими є також капітальні витрати, пов'язані з установкою димососа рециркуляції та відповідних газоходів. Тому рециркуляцію димових газів як метод боротьби з оксидами азоту можна рекомендувати тільки для газомазутних котлів, якщо не можна використати інші методи. Ефективність рециркуляції тим більша, чим вища температура в зоні горіння. Вона знижується зі зменшенням навантаження котла, збільшенням коефіцієнта надлишку повітря, зменшенням температури горіння палива, підвищенням умісту азотовмісних сполук у паливі.

Таблиця 7.3. Порівняння коефіцієнтів $a_{\text{рец}}$ і ϵ_1 у рівняннях (7.14) та (7.15) за різних способів подачі газів рециркуляції

Паливо	Спосіб подачі газів рециркуляції*	Джерело інформації				
		Всерос. теплотехн. ін-т	Ін-т газу НАН України	САФ ВНДІ-промгаз	Експеримент (котел ТГМП-314А)	
		ϵ_1	ϵ_1	$a_{\text{рец}}$	$a_{\text{рец}}$	ϵ_1
Газ і мазут	До поду топки	0,002–0,0025	–	0,0026	–	–
	Через шлиці під пальниками	0,015	0,011	0,0112	–	–
	Навколо амбразур	–	0,015	0,0133	–	–
	До дугтьового повітря	0,025	0,025	0,028	–	–
	У розсічку двох повітряних потоків	0,03	–	–	–	–
	До периферійної зони по кільцевому каналу амбразури	–	–	–	0,0124	0,008
Вугілля (високотемпературне згорання)	У первинну аеро-суміш	0,01	–	–	–	–
	До вторинного повітря	0,005	–	–	–	–

* Подача 1 % газів рециркуляції знижує ККД котла електростанції для середніх умов на 0,02 %.

Максимально ефективна рециркуляція, якщо природний газ спалюють з номінальним навантаженням топкової камери і малими α_T .

У камерах згорання ГТУ зовнішню рециркуляцію димових газів технічно не можна застосувати.

Двоступеневе або двостадійне (а також три- і багатостадійне) спалювання палива – один із найперспективніших методів регулювання топкових режимів з одночасним зниженням утворення оксидів азоту в топкових процесах. Сутність цього методу полягає в тому, що в первинну зону горіння подають повітря менше, ніж потрібно теоретично ($\alpha_T = 0,70 \dots 0,95$). У результаті в ядрі факела знижуються максимальна температура і вміст кисню, а також зменшується швидкість реакції утворення оксидів азоту. Далі процес горіння відбувається при нижчій температурі, завдяки чому у вторинній зоні горіння оксиди азоту практично не утворюються. Застосування двостадійного спалювання палива знижує емісію NO_x на 20–50 % порівняно з одностадійним.

У топках енергетичних котлів з великою кількістю пальників ($z = 10 \dots 20$ і більше), розміщених ярусами, також можна реалізувати стадійне горіння палива, відключивши його подачу на частину пальників, що знижує емісію NO_x на 40 % і більше (табл. 7.4).

Таблиця 7.4. Порівняння ефективності комбінацій відключення пальників у складі котла ТГМП-314А

Схема включення пальників		Емісія NO _x , мг/м ³	Емісія СО в ppm	Кількість включених пальників
Передня стінка котла	Задня стінка котла			
9 10 11 12 ○ ○ ○ ○ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ 1 2 3 4	16 15 14 13 ○ ○ ○ ○ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ 8 7 6 5	498	19	16
○ ○ ○ ○ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ	○ ⊗ ○ ○ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ	418	63	15
○ ⊗ ○ ○ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ	○ ○ ○ ○ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ	400	67	15
○ ⊗ ○ ○ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ	○ ⊗ ○ ○ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ	428	33	14
○ ⊗ ○ ○ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ	○ ○ ⊗ ○ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ	406	3	14
○ ⊗ ⊗ ○ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ	○ ⊗ ○ ○ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ	297	52	13
○ ⊗ ○ ○ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ	○ ⊗ ⊗ ○ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ	387	33	13
⊗ ○ ⊗ ○ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ	○ ⊗ ○ ⊗ ВЯ ○ ○ ○ ○ НЯ	371	29	12

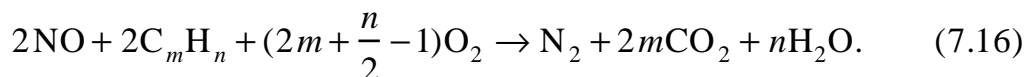
Примітка. ⊗ – пальники відключено (паливо не подають), ВЯ – верхній ярус, НЯ – нижній ярус.

Реалізувати стадійне горіння можна, перерозподіливши подачу палива і окиснювача ярусами. У цьому разі в пальниках нижніх ярусів виникає нестача окиснювача ($\alpha_T < 1,0$), а в пальниках верхніх ярусів – його надлишок ($\alpha_T > 1,0$). За рахунок перерозподілу повітря по ярусах вдасться знизити емісію NO_x на 15–20 %.

Останнім часом поширюється використання методу триступеневого спалювання палива, коли вище основних пиловугільних пальників у топці встановлюють додаткові пальники, у які подають частину палива з нестачею повітря. Ще вище розміщують сопла для введення третинного повітря, потрібного для завершення процесу.

Як вторинне паливо можна використовувати метан, складні вуглеводні C_mH_n, мазут, вугілля.

Сумарний процес можна подати в такому спрощеному вигляді:



Відповідно до наведеної хімічної реакції (7.16) частково відновлюється оксид азоту, що утворився у топковій камері без застосування каталізаторів і

хімічних домішок. Цей метод, що одержав назву *MACT*-методу (*Mitsubishi Advanced Combustion Technology*), відносять до триступеневого спалювання.

Щоб підвищити ефективність процесу спалювання палива, треба температуру продуктів згорання збільшити до 1 200 °С, а час протікання процесу до 0,1 с. Початкова концентрація NO не впливає на ефективність процесу. Упровадження *MACT*-методу не створює будь-яких експлуатаційних труднощів. Економічність топкового процесу не погіршується, тоді як концентрація NO_x знижується в 1,5–2 рази в діапазоні навантажень 30–100 % від номінальної.

Усі описані вище методи зниження емісії оксидів азоту належать до групи «сухих» методів.

Є також «мокрый» метод зниження емісії оксидів азоту. Можливості його реалізації за рахунок подачі води або водяної пари в зону горіння з'явилися у зв'язку з паровим розпиленням мазуту і спалюванням водопаливних суспензій – об'єднаного мазуту і водновугільних суспензій. Дія введеної в зону горіння води або

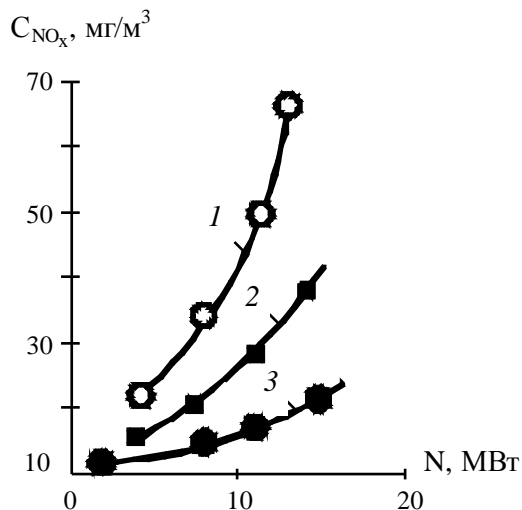


Рис. 7.6. Вплив подачі водяної пари на концентрацію NO_x у продуктах згорання ГТУ залежно від навантаження *N*: 1–3 – режими спалювання; 1 – без подачі водяної пари; 2 – подача пари 2%; 3 – подача пари 3%

факелі інтенсифікуються, положення T_{\max} зміщується ближче до ядра факела, але рівень максимальної температури знижується, чим і пояснюється зниження виходу NO_x. Для енергетичних котлів вплив подачі води описують співвідношенням

$$\text{NO}_x^B = \text{NO}_x (1 - K_B g_B), \quad (7.17)$$

де K_B – коефіцієнт ефективності методу впорскування води (для середніх умов $K_B \approx 2,0$); $g_B = m_B / m_{\text{пов}}$ – масове відношення води до повітря.

водної пари аналогічна впливові газів рециркуляції. Відомо, що водяні пари впливають на швидкість поширення полум'я у вуглеводневому паливі за рахунок дії на кінетику утворення оксидів азоту. Навіть якщо в ядро зони горіння воду подають у малій кількості, то помітно знижується NO_x. Цю технологію можна використати як у топках котлів, так і в камерах згорання ГТУ (рис. 7.6).

У процесі введення води або водяної пари в ядро факела перебудовується поле температур. Процеси горіння у

У процесі спалювання твердого палива введення вологи лише незначно змінює утворення NO_x у димових газах, але одночасно факел тускніє і з'являються пульсації в топці. Тому в таких випадках цей метод можна рекомендувати для боротьби з оксидами азоту в топках котлів в аварійних ситуаціях, наприклад за особливо несприятливих метеорологічних умов, коли не можна знизити навантаження на ТЕС або застосувати інші методи боротьби з викидами NO_x .

Перспективнішим «мокрим» методом зниження емісії оксидів азоту може виявитися у процесі спалювання палива в камерах згорання ГТУ і ПГУ. Це зумовлено можливістю впливу на температурний рівень у зоні горіння без зміни загальних показників процесу при підвищених тисках у камері згорання.

Цей метод успішно застосовують у ГПУ як технологічний фактор. При цьому впорскування пари збільшує потужність ГТУ. Якщо ця пара генерується за рахунок теплоти від газів, то одночасно підвищується термодинамічний ККД ГТУ.

Простота методу, зручність регулювання і низькі капітальні витрати на пристрій упорскування води або пари зумовили чисельні спроби застосування цього методу і в котельній техніці.

Застосування впорскування пари в газомазутних котлах знижує на 20–50 % емісії NO_x . Однак водночас знижується і ККД котла (приблизно на 5 %).

Загальною особливістю розглянутих експлуатаційних методів зниження емісії оксидів азоту є те, що вони маловитратні, а в комбінації зі зниженням надлишку повітря і самоокупні. Це наочно видно з табл. 7.5, у якій наведено орієнтовні витрати на реалізацію розглянутих технологій зниження викидів NO_x .

Таблиця 7.5. Собівартість застосування методів зниження викиду NO_x для енергоблока 1000 МВт

Метод зниження	Паливо	Зниження NO_x , %	Витрати на зниження викиду NO_x , дол. США /т
Рециркуляція	Газ	33	12
	Мазут	33	20
	Вугілля	33	20
Малі надлишки повітря ($\alpha_t < \alpha_{кр}$)	Газ	33	-5*
	Мазут	33	-30
	Вугілля	25	-11
Рециркуляція і малі надлишки повітря	Газ	80	3
	Мазут	70	-5
	Вугілля	55	8
Двостадійне горіння	Газ	50	0
	Мазут	40	0
	Вугілля	35	29
Двостадійне горіння і малі надлишки повітря	Газ	90	-2
	Мазут	73	-14
	Вугілля	60	12

* Знак «-» означає позитивний економічний ефект.

Зниження α_T є економічно вигідним для спалювання всіх видів палива. Позитивного економічного ефекту досягають від комбінованого впливу: рециркуляції газів і малих α_T – для мазуту, двостадійного спалювання і малих α_T – для газу і мазуту.

Контрольні питання

1. Характеристика універсального показника екобезпеки енергооб'єкта.
2. Перелік основних факторів впливу на екобезпеку енергооб'єкта.
3. Характеристики впливу термодинамічного фактора.
4. Зазначення принципу екологічної рівноваги.
5. Характеристики впливу технологічного і паливного факторів на екобезпеку енергооб'єкта.
6. Характеристики впливу експлуатаційного фактора на екобезпеку енергооб'єкта.
7. Характеристики впливу рециркуляції на емісію оксидів азоту в продуктах згорання ПТУ.
8. Характеристики впливу впорскування водяної пари на викиди оксидів азоту.
9. Характеристики впливу коефіцієнта надлишку повітря на емісію оксидів азоту і вуглецю.
10. Якісна характеристика застосування методів зниження викиду оксидів азоту.

Розділ 8

ПЕРСПЕКТИВНІ НАПРЯМИ ПІДВИЩЕННЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ, ЩО ВИКОРИСТОВУЮТЬ ОРГАНІЧНЕ ПАЛИВО

8.1. Конверсія органічного палива

Органічна речовина вугілля (ОРВ) являє собою складний тривимірний природний сополімер, що складається з багатьох макромолекул і приєднаних до них окремих молекул. Між макромолекулами ОРВ є поперечні зв'язки, що характеризуються визначеною нестійкістю. Коли ці зв'язки руйнуються, з ОРВ екстракцією (розчиненням) можна виділити окремі молекули 70–800 а. о. м., що мають досить високу фізико-хімічну стабільність.

Методи конверсії твердого палива ґрунтуються на його термохімічній переробці, у результаті якої можна отримати синтетичне рідке або газоподібні паливо. Рідке паливо характеризується високим воднево-вуглецевим ($H:C$) відношенням (більше 1,5), водночас як для вугілля воно менше одиниці (рис. 8.1).

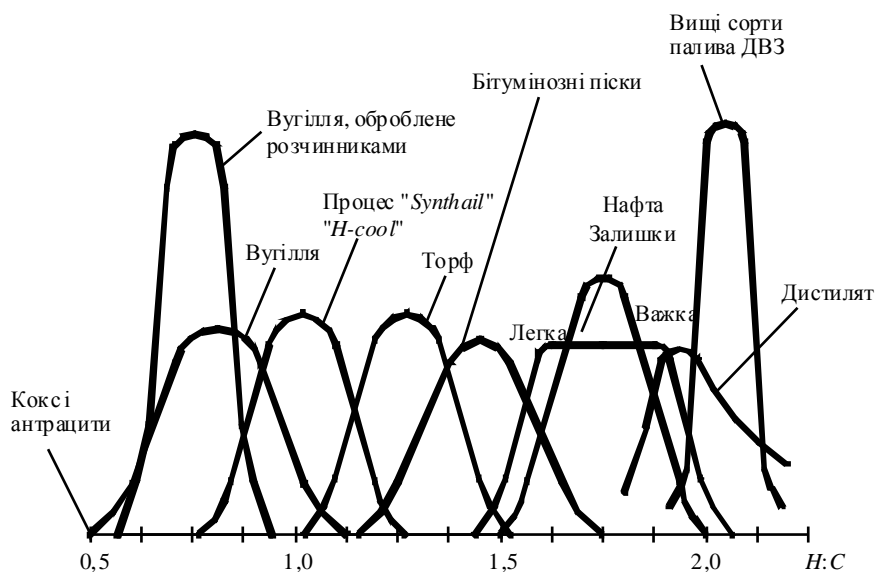


Рис. 8.1. Вплив мольного відношення $H:C$ на вид вуглецевої сировини

Основне завдання виробництва синтетичного палива з вугілля – збільшити вміст водню у вугільній масі. Є два принципово різні методи конверсії вугілля в синтетичне паливо: *деградація* і *синтез*, покладені в основу класифікації конверсії органічного палива, схему якої наведено на рис. 8.2.

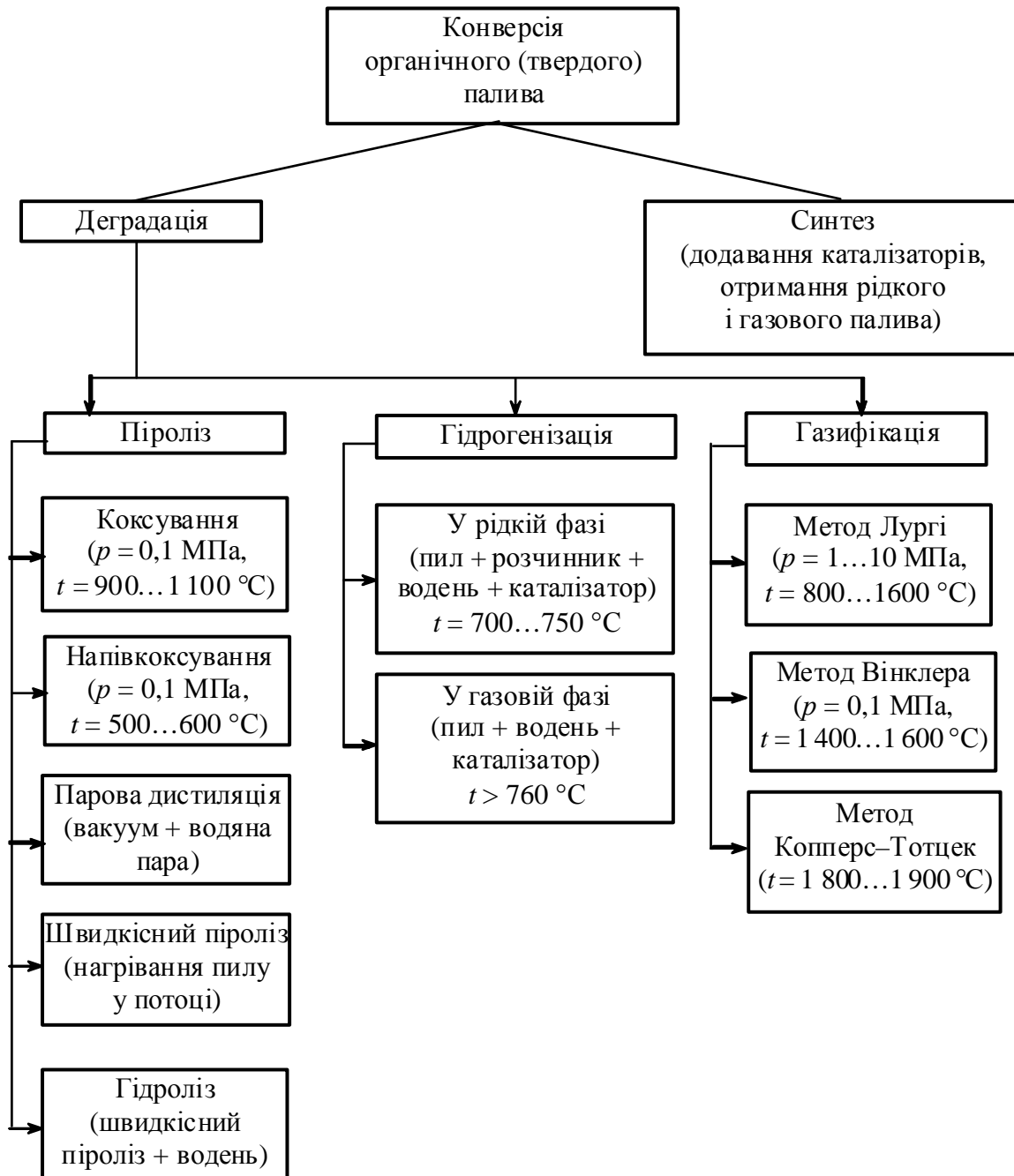


Рис. 8.2. Класифікація методів конверсії твердого органічного палива

Деградація, що підрозділяється на піроліз, гідрогенізацію і газифікацію, полягає в розкладанні молекули вугілля на окремі складові, молекулярна маса яких знаходиться в межах, характерних для рідких вуглеводневих продуктів.

Є два способи збільшення воднево-вуглецевого відношення – перерозподіл водню у вугіллі і додавання водню ззовні. У першому випадку в результаті перерозподілу водню поряд з рідкими продуктами утворюється карбонізований залишок (напівкокс, кокс), що можна використовувати як паливо або піддати його подальшій переробці кисневою або паровою газифікацією. Такий процес називають піроліз вугілля, він полягає в нагріванні вугілля в інертному середовищі. Коли вугілля нагрівається до 400 °С і вище, у макромолекулі починають відбуватися реакції розриву зв'язків.

Залежно від температурного рівня процесу піролізу органічної маси вугілля розрізняють: коксування (процес при $p \approx 1$ атм в інтервалі температур $t = 900 \dots 1100$ °С), напівкоксування (при $t = 500 \dots 600$ °С), парову дистиляцію (процес у вакуумі з додаванням водяної пари, у результаті чого збільшується вихід летких), швидкісний піроліз (піроліз вугільного пилу в потоці зі швидкістю нагрівання часток 10^4 К/с), гідропіроліз (швидкісний піроліз з додаванням водню).

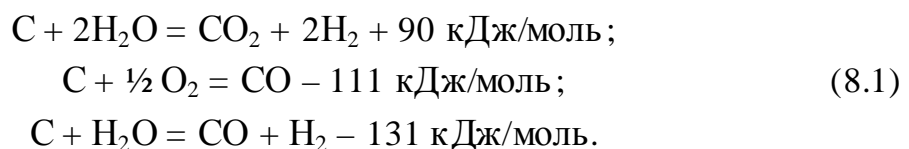
Процес гідрогенізації може відбуватися як у рідкій, так і в газовій фазі. Під час рідкої гідрогенізації вугільна паста, що складається з вугільного пилу і розчинника, підігрівається до температури 700...750 °С при високому тиску за наявності водню. У цій технології застосовують також катализатори.

Газофазна гідрогенізація відбувається без носія (розчинника) при вищій температурі ($t > 760$ °С) і нижчому тиску.

Під час газифікації вугілля утвориться синтез-газ (суміш CO і H₂O у відповідній пропорції) або метан.

У сучасній промисловості застосовують три основні методи газифікації: метод Лургі (газифікація в нерухомому шарі при $t = 800 \dots 1600$ °С, тиску 1,0...10,0 МПа і розмірі частинок вугілля $\delta = 3 \dots 30$ мк), метод Вінклера (у супутному потоці при атмосферному тиску і $t = 1400 \dots 1600$ °С), метод Копперс – Тотцек (у псевдозрідженому шарі при $t = 1800 \dots 1900$ °С).

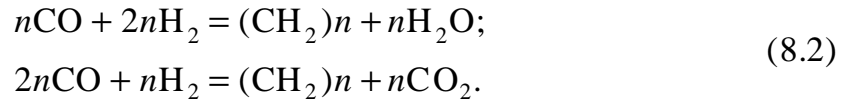
Якщо розглядати вугілля як чистий вуглець, то газифікацію можна описати за допомогою реакцій:



Перша реакція перебігає з поглинанням (знак «+»), а дві останні – з виділенням теплоти (знак «-»). Щоб одержати синтез-газ (суміш CO і H₂ визна-

ченого складу), переважно використовують так звану парокисневу газифікацію, проводячи одночасно першу і другу реакції з системи рівнянь (8.1), підбираючи таке співвідношення між H_2O і O_2 , щоб сумарний процес був автотермічним, тобто не потрібно було підводити чи відводити теплоту.

Процес синтезу водневих сполук із синтез-газу в спрощеному вигляді можна подати як одну з таких реакцій:



Для першої реакції (8.2) мольне відношення $\text{H}:\text{CO}$ має дорівнювати 2:1, для другої – 1:2.

Зазвичай реакції синтезу на вигляд складніші, і шлях процесу залежить від каталізаторів, що при цьому застосовують. У результаті реакцій синтезу з вугілля можна одержати як рідке, так і газоподібні паливо, зокрема замітники природного газу, що переважно містять метан.

Технології конверсії твердого палива можна застосовувати для переробки різноманітного асортименту сировини, зокрема відходів деревини, сільськогосподарські та тверді міські відходи, водорості.

8.2. Парогазова установка з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля

Технології внутрішньоциклової газифікації вугілля для ПГУ – один з найперспективніших напрямів розвитку енергетики. На їх основі вирішують проблеми, пов'язані з підвищенням ККД існуючих ТЕС і потребою охороняти навколишнє середовище від шкідливих викидів. До переваг цих технологій можна віднести: високу економічність (ККД ПГУ може досягати 46–50 %); екологічну чистоту (ступінь зв'язування SO_2 більше 97 %, а NO_x – більше 90 %); можливість роботи в маневровому режимі; широкий діапазон використання палива різного ступеня метаморфізму, зокрема високосірчастого і солевмісного палива.

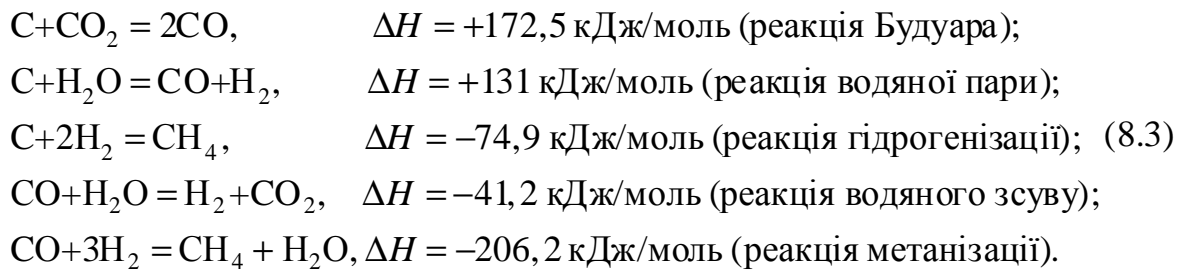
Газифікатор, що працює під тиском, органічно вписується в схему ТЕС, яка працює за парогазовим циклом. Це пояснюється наявністю в циклі потрібної кількості водяної пари, стисненого повітря і, якщо треба, кисню.

Парогазовий цикл з газифікацією вугілля можна умовно поділити на чотири стадії:

- 1) виробництво паливного газу за рахунок реагування вугілля з високотемпературною парою або повітрям (або чистим киснем);
- 2) очищення отриманого паливного газу;

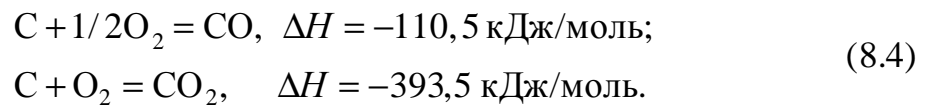
3) згорання газоповітряної суміші (за реалізації технології газифікації);
4) застосування теплоти продуктів згорання ГТУ і паливного газу після газифікатора у виробництві водяної пари, що використовують як робоче тіло в ПТУ, а також, якщо треба, як одну зі складових процесу газифікації.

Процеси, що відбуваються на першій стадії (у газифікаторі), описують такими реакціями:



Основний внесок у процес газифікації роблять ендотермічні реакції Будуара і водяної пари.

У разі автотермічної газифікації вугілля потрібну кількість теплоти для протікання наведених вище реакцій забезпечують за рахунок часткового спалювання вихідного палива (парціального окиснювання) – реакцій неповного і повного горіння фіксованого вуглецю (і летких):



Процеси газифікації вугілля можна класифікувати за калорійністю отриманого газу.

У процесі повітряної (або пароповітряної) газифікації утворюється низькокалорійний паливний (або вугільний) газ з теплотою згорання 3...7 МДж/м³. Такий газ доцільно спалювати поблизу місця його одержання без транспортування на далекі відстані.

У процесі кисневої (або парокисневої) газифікації (під тиском до 3 МПа) утворюється середньокалорійний синтез-газ з теплотою згорання 10...16 МДж/м³. Такий газ можна спалювати як поблизу місця його одержання, так і транспортувати.

Висококалорійний газ (або замітник природного газу) можна одержати в результаті кисневої (або парокисневої) газифікації вугілля під високим тиском (понад 10 МПа) або в результаті переробки синтез-газу. Висококалорійний газ може мати теплоту згорання 20...40 МДж/м³.

Газифікатори поділяють на апарати газифікації вугілля в нерухомому шарі, киплячому шарі, потоці і розплаві (рис. 8.3).

Найперспективнішою схемою виконання *газифікаторів з нерухомим шаром* вважають газифікатори з протилежним напрямком руху потоків вугілля і газифікуючого агента. Температура проведення процесу газифікації в таких апаратах у зоні спалювання коксозольного залишку вища за температуру плавлення золи (тому такі апарати працюють з рідким шлаковидаленням і з обертовою колосниковою решіткою). Температура отриманого газу на виході з реактора вища на 200...300 °С від температури конденсації смол.

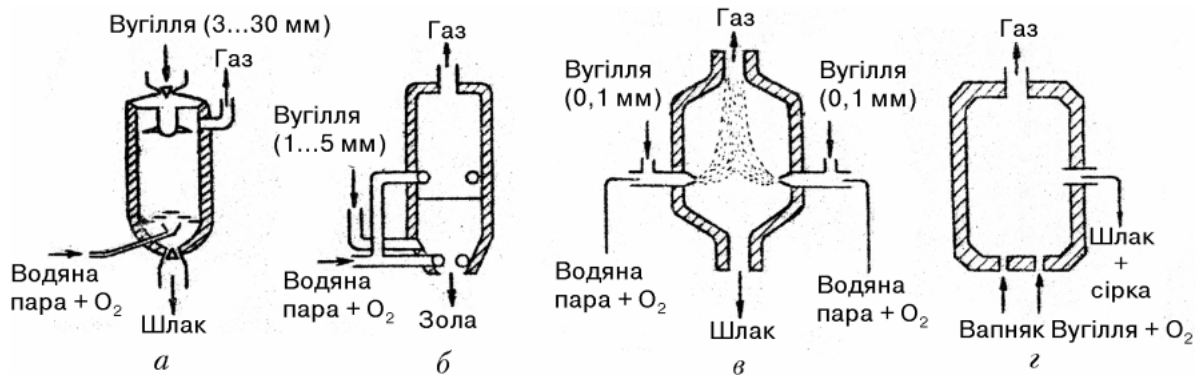


Рис. 8.3. Основні типи реакторів газифікації вугілля: *a* – газифікація в нерухомому шарі 800...1 600 °С; *б* – газифікація в киплячому шарі 800...1 000 °С; *в* – поточна газифікація 1 500...1 900 °С; *г* – газифікація на базі розплавленого металу 1 500 °С

В апаратах з киплячим шаром за рахунок створення псевдозрідженого шару вдається проводити газифікацію вугілля при температурах, менших за температуру плавлення золи, і забезпечувати сприятливі умови для тепло- і масообміну (практично постійну температуру по висоті шару). Через знижену температуру процесу зменшуються викиди оксидів азоту і сірки в навколишнє середовище і такі апарати працюють з сухим золовидаленням. Крім того, сірка в шарі може зв'язуватися як із золою, так із вапняком (або доломітом), який уводять у шар.

Газифікатори з киплячим шаром мають такі різновиди: зі стаціонарним киплячим шаром; з киплячим шаром, що розширюється; з циркулювальним киплячим шаром. Вони різняться концентрацією твердої фази у верхній частині реактора (від 0,4 мг/м³ для стаціонарного шару; до 1,5 мг/м³ для шару, що розширюється, і 1,5...15 мг/м³ для циркулювального киплячого шару). Останні два типи газифікаторів працюють з циркулювальним киплячим шаром, що сприяє підвищенню інтенсивності газифікації.

Потокові газифікатори поділяють на апарати зі спадним і східним потоком. Через високу температуру процесу газифікації пилоподібних частинок вони мають найвищу порівняно з іншими апаратами продукти-

вність реакційного об'єму. В отриманих у процесі газифікації газах не містяться смоли і феноли.

Щоб забезпечити потокову газифікацію вугілля, треба підтримувати високі температури реагування (1 400...2 000 °С). Тому більшість поточкових газогенераторів працюють або їх проектують на кисневому або парокисневому дутті (особливо, якщо використовують низькорекційне тверде паливо). Через неможливість зв'язування сірки в газогенераторі потрібне глибоке очищення газу від сірчистих сполук.

Газифікацію в розплаві солей або металів роблять в апаратах, що працюють як на кисневому, так і на повітряному дутті. Цей спосіб газифікації вугілля відрізняється від інших жорсткими вимогами до забезпечення температурного рівня ванни розплаву. Такі установки можуть працювати тільки в базисному режимі. Через високу температуру процесу потрібне глибоке очищення отриманих газів від сполук сірки і азоту.

Внутрішньоциклову газифікацію вугілля можна проводити за методом Лургі у щільному шарі (рис. 8.4), за методом Вінклера у киплячому шарі (рис. 8.5).

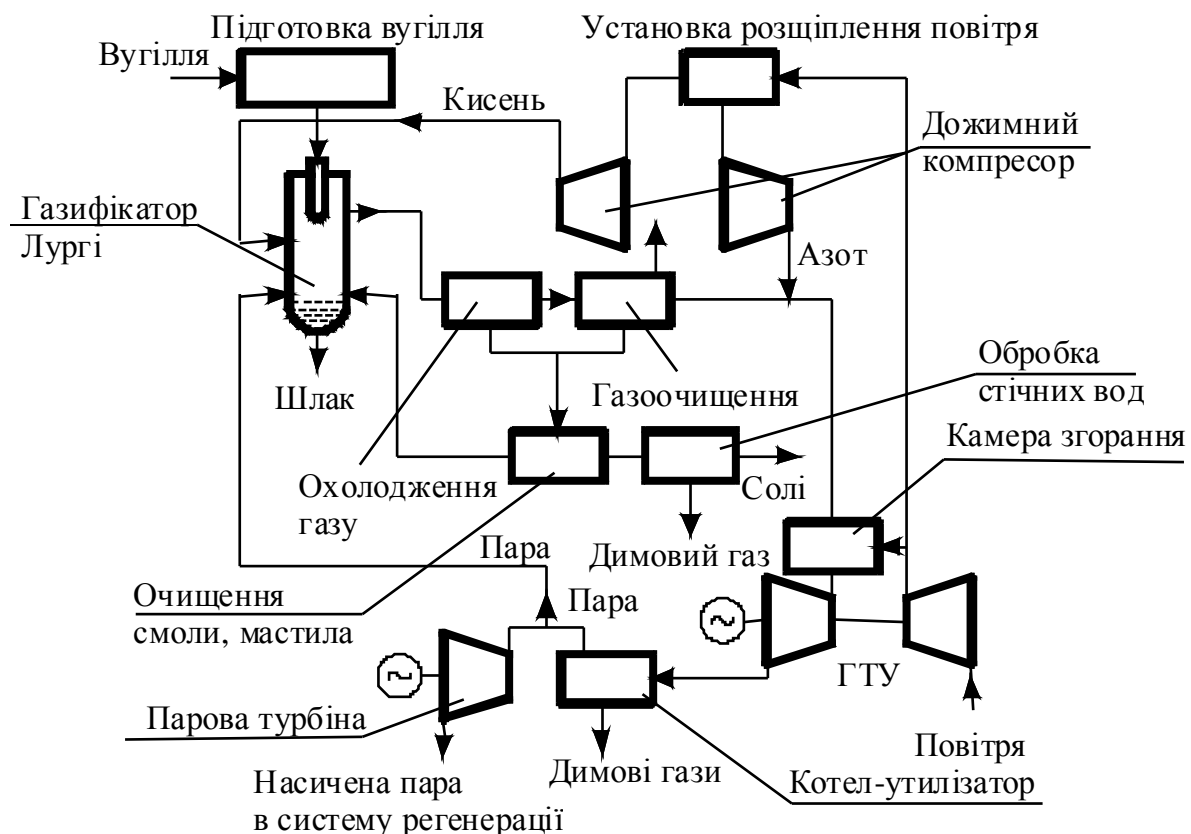


Рис. 8.4. Принципова схема ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля за методом Лургі

Установки такого типу називають *STIG* (*Steam Intention Gas Turbine*) і ще контактними ПГУ. Під час реалізації циклу *STIG* пара генерується в теплоутилізаційному контурі і далі змішується з продуктами згорання, після чого газопарове робоче тіло надходить до турбіни. При цьому зменшуються суттєві обмеження в БПГУ щодо відносної кількості водяної пари та підвищення рівня її температури, недосяжного у традиційних ПГУ та ПТУ. Робочим тілом у компресорі є повітря, а у турбіні – суміш продуктів згорання і пари.

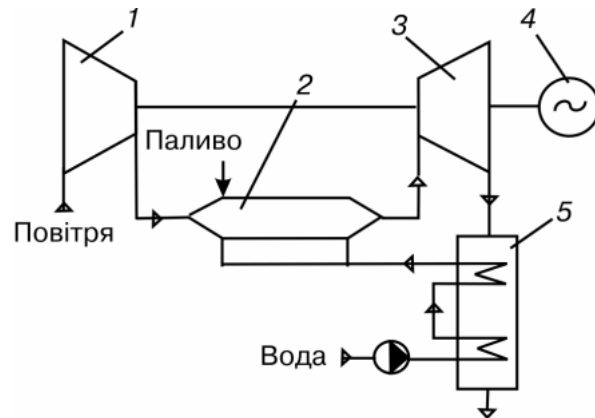


Рис. 8.6. Схема ГТУ, що працює за циклом *STIG*: 1 – компресор; 2 – камера згорання; 3 – газопарова турбіна; 4 – електрогенератор; 5 – парогенерувальний контур

Висока ефективність циклу *STIG* зумовлена двома обставинами: використанням теплоти газів після турбіни (у теплоутилізаційному контурі) з метою генерування перегрітої пари і підвищенням коефіцієнта корисної роботи, що визначають зі співвідношення

$$\phi = \frac{l_t - l_n}{l_t} = 1 - \frac{l_n}{l_t}, \quad (8.5)$$

де l_n – робота нагнітача (компресора і насоса); l_t – корисна робота турбіни.

Для ГТУ, що працює за циклом Брайтона (див. рис. 4.22), робота компресора становить 60–70 % від корисної роботи газової турбіни. Водночас робота живильного насоса в циклі ПТУ – усього декілька відсотків від корисної роботи парової турбіни. У результаті дії зазначених факторів значно підвищується ККД циклу *STIG* порівняно з традиційним циклом Брайтона (за однакових початкових параметрів) та збільшується питома потужність.

Свого часу фірма *General Electric* освоїла випуск ГТУ за циклом *STIG*, ККД яких досягав 43 %, тобто відповідав рівневі економічності ПТУ, що працюють із закритичними параметрами пари.

Подальше підвищення ККД циклу *STIG* гальмується такими обставинами: потрібна хімічна очистка води, що збільшує експлуатаційні витрати; температура димових газів після теплоутилізаційного контуру циклу *STIG* ще досить висока і становить 150...160 °С.

Зменшення (або повне усунення) витрат на хімводоочистку з одночасним зниженням температури димових газів стає можливим за рахунок використання неізотермічного процесу конденсації у конденсаторі контактного типу.

Зменшення коефіцієнта надлишку повітря в камері згорання аж до використання «стехіометричного» горіння (у результаті чого підвищується паромісткість суміші в контактному конденсаторі) в сукупності зі зниженням температури димових газів до 80...86 °С уможлиблює практично повну конденсацію водяної пари, зокрема хімічної вологи палива.

Істотним моментом підвищення ефективності циклу *STIG* є використання додаткового ступеня випаровування у вигляді неізотермічного апарата контактної типу.

Одну з можливих схем реалізації циклу ГПУ з неізотермічними процесами випаровування та конденсації показано на рис. 8.7.

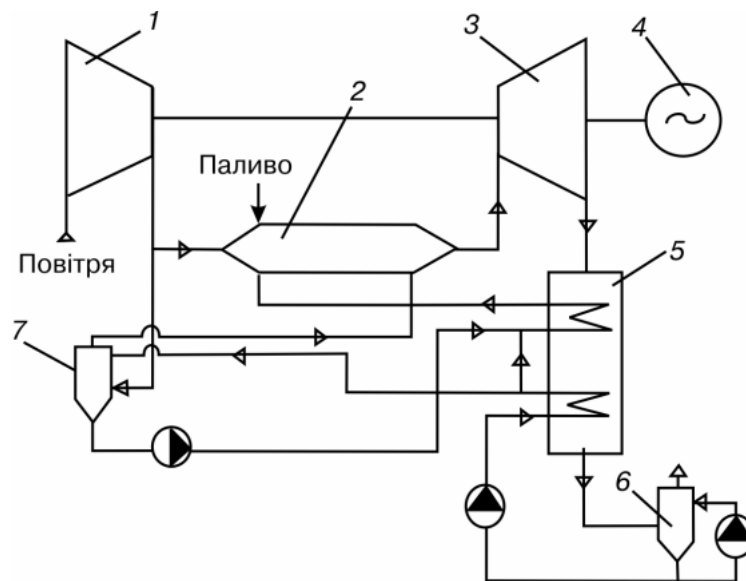


Рис. 8.7. Схема ГПУ, що працює за циклом «Водолій»: 1 – компресор; 2 – камера згорання; 3 – газопарова турбіна; 4 – електрогенератор; 5 – парогенерувальний контур; 6 – контактний конденсатор; 7 – контактний випарник

У зв'язку з генеруванням надлишкового конденсату в хвостовій частині теплоутилізаційного контуру установки такого типу одержали назву «Водолій». Використання циклів «Водолій» (рис. 8.7) в енергетичних установках дозволяє:

- довести ККД ТЕС до 48–49 %, а в перспективі – до 60 %;
- під час роботи на газоподібному і рідкому паливі поєднати газопарову технологію виробництва енергії з «мочною» технологією зниження емісії токсичних оксидів азоту до рівня 40 мг/м³ (з концентрацією кисню в продуктах згорання 15 %);
- забезпечити власні потреби в прісній воді та її постачання стороннім споживачам;
- розчинити частину CO₂, що міститься в димових газах під час конденсації водяної пари, і помітно зменшити викиди CO₂ в атмосферу порівняно з установками інших типів;

- поєднати газопарову технологію з внутрішньоцикловою технологією газифікації твердого палива;
- за потреби здійснити комбіноване виробництво теплової і електричної енергії;
- зменшити локальне теплове забруднення навколишнього середовища.

8.4. Теплові електричні станції на базі паливних елементів

У зв'язку з уповільненням темпу збільшення економічності ТЕС за рахунок модернізації традиційних технологій перетворення хімічної енергії палива на електричну в останні роки все більший інтерес викликає використання в енергетиці нетрадиційних технологій, зокрема на основі реалізації електрохімічного процесу перетворення хімічної енергії вуглеводневих палив на електричну енергію на базі паливних елементів. Традиційні технології одержання електричної енергії реалізуються у такій послідовності:

- перетворення хімічної енергії (ХЕ) палива на потенційну енергію (ПЕ) робочого тіла в котлі або камері згорання;
- перетворення ПЕ на кінетичну енергію (КЕ) робочого тіла у сопловому апараті турбіни;
- перетворення КЕ робочого тіла на робочих лопатках турбіни на механічну енергію (МЕ) обертання ротора турбіни;
- перетворення МЕ на електричну енергію (ЕЕ) в електрогенераторі;
- передача ЕЕ через трансформаторні підстанції (ТП) та лінії електропередач (ЛЕП) споживачам.

У результаті необоротності на всіх проміжних стадіях процесу перетворення енергії мають місце великі втрати роботоздатності, що визначається рівнянням Гюї – Стодоли

$$\Delta L = T_0 \Delta S_{\text{сист}}, \quad (8.6)$$

де T_0 – температура навколишнього середовища; $\Delta S_{\text{сист}}$ – збільшення ентропії системи в результаті необоротних процесів, що відбуваються в системі.

За ΔL можна оцінити коефіцієнт утрат роботоздатності за формулою

$$\eta_{\text{пр}} = \frac{\Delta L}{L_{\text{кор}}^{\text{max}}}, \quad (8.7)$$

де $L_{\text{кор}}^{\text{max}} = q_1 \left(1 - \frac{T_0}{T}\right)$ – максимальна корисна робота; q_1 – теплота, що підводиться до робочого тіла і відповідає хімічній енергії палива; T – максимальна температура робочого тіла.

Для ПГУ коефіцієнт втрат робоздатності може становити 60 % і більше, причому основний внесок дає необоротність процесів теплообміну в котлі (~40 %), теплові втрати в котлі (~9 %), необоротність розширення пари в турбіні (~7 %), необоротність теплообміну в конденсаторі (~4 %).

Якщо використовують паливні елементи, то немає всіх проміжних стадій, крім початкової і кінцевої, тобто ХЕ зразу перетворюється на ЕЕ і тим самим виключаються всі джерела необоротних втрат, що істотно підвищує ККД електрохімічного генератора.

Паливний елемент – електрохімічний пристрій (рис. 8.8), у якому ХЕ палива з достатнім ступенем ефективності перетворюється безпосередньо на електричну у вигляді постійного струму низької напруги. Паливні елементи постійно постачають паливом, вони подібні батареям постійного струму, які працюють безперервно.

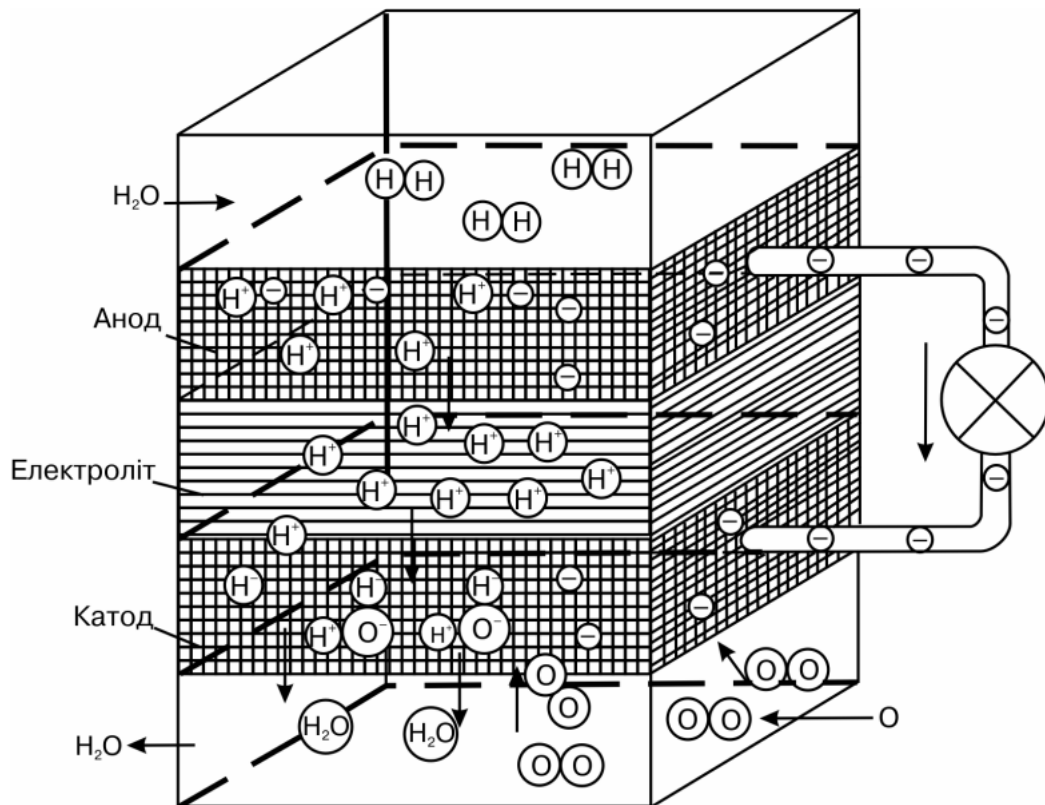


Рис. 8.8. Схема і принцип дії паливного елемента: H-H – молекула водню H_2 ; H^+ – іон водню (протон); e^- – електрон; O-O – молекула кисню O_2 ; O^- – іон кисню; H_2O – молекула води (пара); \otimes – електричне навантаження

Паливний елемент теоретично являє собою пристрій, який складається з двох електродів та іонного провідника між ними. У кожному електроді забезпечується розвинена межа поділу трьох фаз: газоподібної (реагентів), твердої (провідника першого роду) і рідкої або твердої (провідника другого роду). Така межа поділу фаз створюється в пористих електро-

дах з високорозвиненою поверхнею (до $100 \text{ м}^2/\text{г}$). Щоб прискорити реакцію, у пористі електроди вводять каталізатори (платину та її сплави, нікель, оксиди нікелю, кобальту, лантану та ін.). Електроди мають газові камери, у які підводять і рівномірно розподіляють по електроду реагенти і з яких відводять продукти реакції (H_2O , CO_2 та ін.) і теплоту.

Паливні елементи можуть бути низько- (до 100°C), середньо- ($100\dots 250^\circ\text{C}$) і високотемпературні ($500\dots 1\,000^\circ\text{C}$). Залежно від робочої температури застосовують ті або ті іонні провідники (електроліти) і реагенти (паливо і окиснювач).

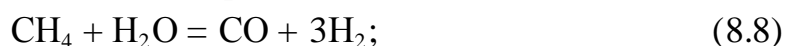
За типом електролітів паливні елементи поділяють на п'ять видів: з лужним електролітом, фосфорнокислотним електролітом, твердополімерним електролітом, розплавленими карбонатами і твердооксидним електролітом.

Низькотемпературні паливні елементи з лужним і твердим полімерним електролітом працюють на водні високої чистоти. Середньо- і високотемпературні паливні елементи (з фосфорнокислотним, розплавленим карбонатним і твердим оксидним електролітами) не потребують особливо чистого палива, яке містить водень. Фосфорнокислотні паливні елементи забезпечують спільну генерацію теплової та електричної енергії. Високотемпературні паливні елементи дозволяють у майбутньому використовувати викопні види твердого і рідкого палива з попередньою їх газифікацією.

Електроенергетична установка з паливним елементом містить такі системи: підготовки палива, генерування енергії на основі паливного елемента і перетворення постійного струму на змінний струм із заданими значеннями напруги і частоти. Надійність роботи паливних елементів передусім визначається правильним вибором системи підготовки палива, яким для високотемпературних паливних елементів можуть слугувати продукти конверсії природного газу і газифікації рідкого палива і вугілля.

Пароводяна конверсія метану (риформінг) можлива при температурі $1\,300\dots 1\,500^\circ\text{C}$. Каталізатори зумовлюють зниження температури проведення цього процесу до 600°C .

Пароводяна конверсія метану CH_4 проходить у дві стадії:



Першу стадію проводять в апараті на нікелевих каталізаторах під тиском $1\dots 2 \text{ МПа}$ і температурі $600\dots 700^\circ\text{C}$. Склад продуктів конверсії при 750°C : H_2 – 59,4 %; CO – 9,8 %; H_2O – 23 %; CO_2 – 7,8 %. Мінімальне відношення пари до CH_4 , за якого сажа не утворюється і продукти конверсії мають окисно-відновні властивості, дорівнює 1,5 і вище. Конверсію монооксиду вуглецю проводять на залізохромовому каталізаторі при

360...400 °С (перша стадія) і на мідному каталізаторі при 220...250 °С (друга стадія).

Парокиснева конверсія полягає у взаємодії вуглеводнів із сумішшю водяної пари і кисню



У цьому разі процес не потребує зовнішнього підведення теплоти через стінки реактора. Першу стадію процесу зазвичай проводять при вищій температурі 840...900 °С і тиску до 4 МПа. Ефективний ККД процесу становить 67–70 %.

Найбільших успіхів у використанні паливних елементів досягли фірми *Westinghouse*, *GE* (США), *Siemens AG*, *ABB* (Німеччина), *Fuji Electric*, *Toshiba*, *Hitachi* (Японія) та ін. Так, у Японії, у рамках програми *Moon Light Project* з 1991 року на одній з електростанцій діє установка потужністю 11 МВт, принципову схему якої показано на рис. 8.9.

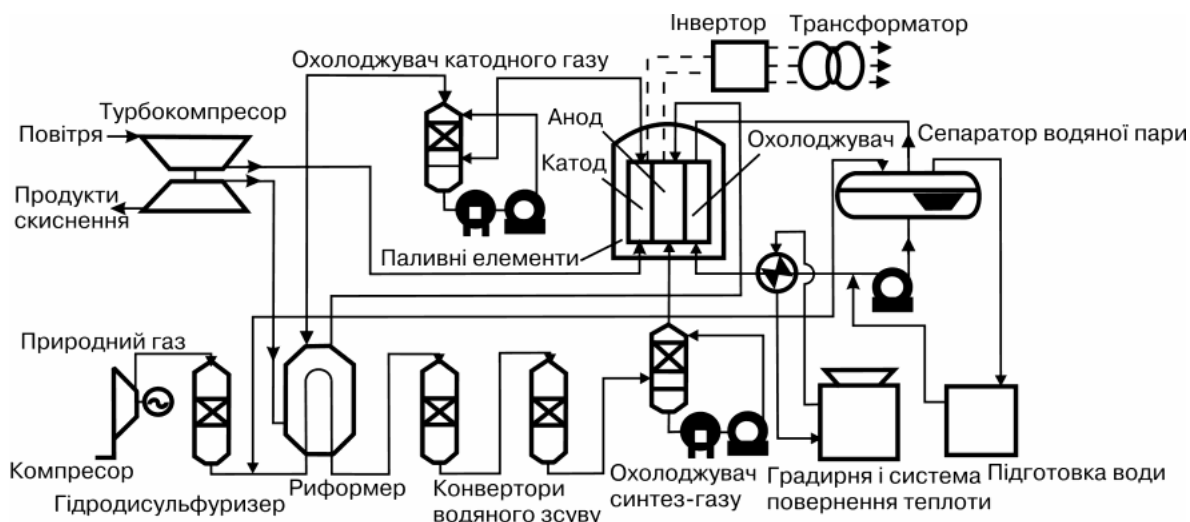


Рис. 8.9. Схема енергоустановки на паливних елементах з фосфорно-кислотним електролітом (електростанція Гої компанії Терсо, Японія) потужністю 11 МВт спільного виробництва фірм *IFC* і *Toshiba*

До складу установки входить ГТУ, яка не виробляє корисної роботи, а потрібна тільки для одержання стисненого повітря, що живить батареї паливних елементів. ККД такої установки дорівнює 41,1 %, а з урахуванням споживання теплоти для цілей теплофікації коефіцієнт використання енергії палива може досягати 73 %.

Можливо також реалізувати енергетичну установку, яка працює за так званим потрійним циклом (рис. 8.10).

Така установка складається з трьох частин: електрохімічного генератора, ГТУ і ПТУ. Комбінація ГТУ і ПТУ, по суті, реалізує цикл БПГУ зі скиданням газів у котел-утилізатор.

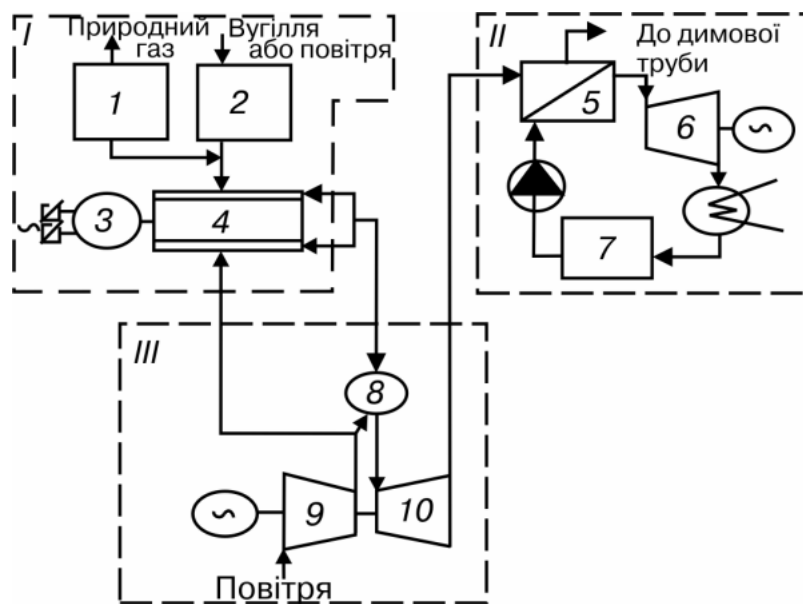


Рис. 8.10. Структурна схема ТЕС з потрійним циклом (з електрохімічним генератором, газотурбінною і паротурбінною установками): I – електрохімічний генератор; II – ПТУ; III – ГТУ; 1 – риформер; 2 – газифікатор; 3 – інвертор; 4 – батарея паливних елементів; 5 – котел-утилізатор; 6 – парова турбіна; 7 – система регенерації; 8 – камера згорання; 9 – компресор; 10 – газова турбіна

ККД ТЕС, яка працює за потрійним циклом, може досягати 70 % зі зменшенням викидів b_{CO_2} на 40–60 %. Крім того, у десятки разів знижується b_{NO_x} , виключається забруднення води і з'являється можливість її генерування. Підвищується надійність роботи устаткування ТЕС (що також є показником екологічної безпеки) у зв'язку з браком термонапружених елементів і зменшенням кількості обертових механізмів.

Додатковою відмінною рисою енергоустановок на базі паливних елементів є можливість використання цієї енерготехнології як у системах автономного (децентралізованого енергоспоживання), так і в установках централізованого виробництва теплової та електричної енергії.

8.5. Підвищення параметрів циклів ПТУ

Існуючі у світовій енергетиці тенденції підвищення ефективності ТЕС на основі нетрадиційних енерготехнологій не виключають пошук шляхів підвищення економічності традиційних ПТУ і ГТУ на основі підвищення початкових параметрів робочого тіла.

Успіх реалізації цього напрямку багато в чому визначається розвитком технологій одержання дешевих сплавів, які характеризуються високою термостійкістю і потрібною міцністю. Звичайні низьколеговані сталі, що застосовують для виготовлення роторів і циліндрів сучасних парових турбін, мають температурні обмеження 540...565 °С.

Розроблені останнім часом модифіковані феритні сталі разом з використанням системи внутрішнього охолодження дозволяють підняти початкову температуру до 580 °С і вище. Використання аустенітних сталей збільшує початкову температуру до 600...630 °С і тиск – до 31 МПа.

Для підвищення початкових параметрів пари існують також обмеження термодинамічного характеру на початковий тиск. Це наочно ілюструють діаграми циклів ПТУ, подані на рис. 8.11.

На рис. 8.11, *a* площею $aabcdn$ відображено ідеальний цикл Ренкіна для ПТУ високого тиску ($p_0 = 16$ МПа, $t_0 = 540$ °С). Однак такий цикл у реальних умовах не може бути реалізований у зв'язку з тим, що за названих параметрів процес розширення в турбіні закінчується в області вологої пари з низьким значенням ступеня сухості пари x , що неприпустимо через ерозію лопаток і зниження економічності роботи останніх ступенів турбіни. Щоб усунути це обмеження (яке виникає зі збільшенням початкового тиску пари) застосовують проміжний перегрів пари, у результаті чого до початкового циклу Ренкіна приєднується додатковий цикл (площа $nefg$) і стан пари наприкінці процесу розширення переміщується з точки n у точку g з більшим значенням ступеня сухості.

Застосування проміжного перегріву (за певних умов) також сприяє підвищенню термодинамічної ефективності сумарного циклу.

Це можна довести якісним аналізом на основі поняття еквівалентного циклу Карно. Для початкового циклу Ренкіна еквівалентний цикл Карно, термічний ККД якого дорівнює термічному ККД циклу Ренкіна, зображено площею $amln$ (рис. 8.11, *a*), яка дорівнює площі вихідного циклу Ренкіна.

З однаковості зазначених площ легко визначити середньотермодинамічну температуру підведення теплоти в циклі ($T_{1m} = T_c$) і його термодинамічний ККД

$$\eta_t^{\text{екв. Карно}} = 1 - \frac{T_{2m}}{T_{1m}}, \quad (8.11)$$

де T_{2m} – середньотермодинамічна температура відведення теплоти в циклі, однакова для порівняльних циклів, що дорівнює температурі в конденсаторі T_k .

В оптимальному випадку додатковий цикл проміжного перегріву пари (площа $nefg$ на рис. 8.11, a) буде мати середньотермодинамічну температуру еквівалентного циклу Карно T_{1m}^n вищу, ніж середньотермодинамічна температура циклу Ренкіна ($T_{1m}^n = T_e^n > T_e$). У цьому разі ККД циклу промперегріву буде вищим за ККД циклу Ренкіна, що і спричинює підвищення ефективності сумарного циклу.

За наявності відповідних конструктивних матеріалів можливе подальше підвищення початкових параметрів аж до одержання надкритичних параметрів. Однак у цьому разі навіть за наявності проміжного перегріву пари кінець процесу розширення переходить до області вологої пари. Усунути цю перешкоду можна лише застосуванням двоступеневого проміжного перегріву. Модернізований цикл (з урахуванням регенеративного підігріву живильної води) показано на рис. 8.11, b (площа $a_m \dot{a}_m bcdefg$).

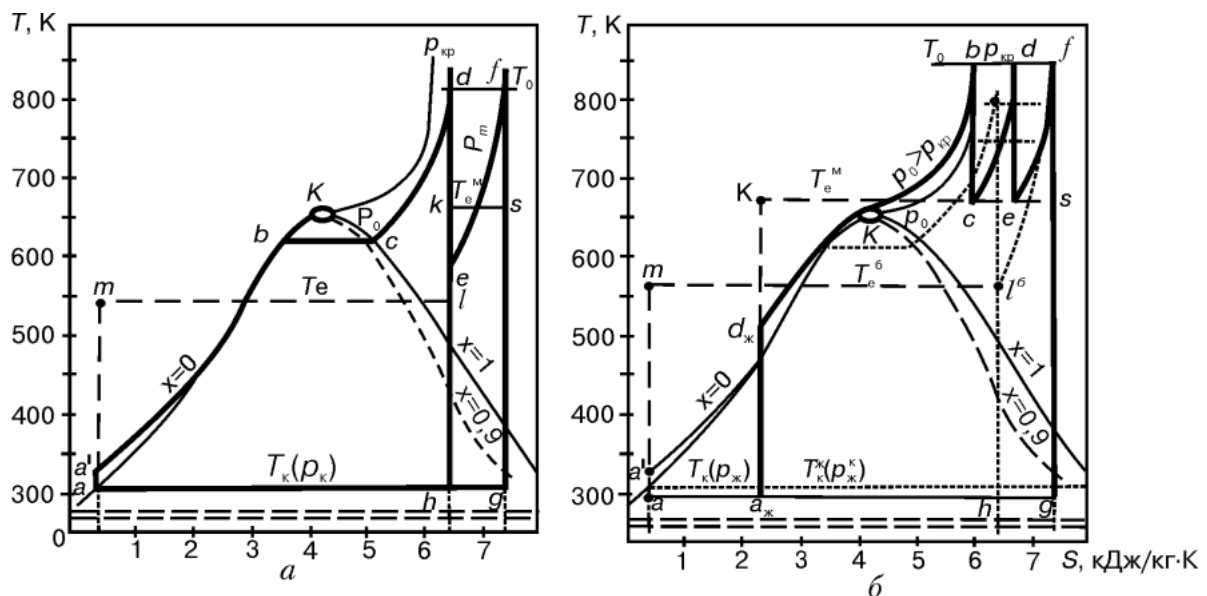


Рис. 8.11. Паро турбінні цикли в $T - S$ діаграмі з докритичними (a) і надкритичними (b) параметрами пари: K – критична точка (для води: $p_{кр} = 22,129$ МПа, $T_{кр} = 647,3$ К); x – ступінь сухості пари ($x = 0,87$ – граничний ступінь сухості; $p_{к}$ – тиск у конденсаторі парової турбіни)

Застосування надкритичних параметрів разом з оптимізованими регенерацією і двома проміжними перегрівами пари дозволяє істотно підвищити середньотермодинамічну температуру підведення теплоти модернізованого еквівалентного циклу Карно (T_e^m) порівняно з T_e^b для базового варіанта ПТУ з одним проміжним перегрівом пари (рис. 8.11, b), що істотно підвищує термодинамічну ефективність.

Результати оцінок збільшення ККД з підвищенням початкових параметрів пари для різних формул перегріву порівняно з базовим варіантом ПТУ ($p_0 = 16$ МПа, $t_0 = 540/540$ °С) наведено в табл. 8.1.

Таблиця 8.1. Збільшення ефективності перетворення теплоти з підвищенням початкових параметрів пари

Параметри пари	Формула промперегріву, °С	Тиск у конденсаторі, кПа	Збільшення ККД, %
Докритичні	540/540	5	–
	566/566	5	~3,5
Надкритичні	566/566/566	5	~6,3
	580/580/580	2,3	~9,8

Варіант із надкритичними параметрами пари ($p_0 = 28,5$ МПа) і подвійним проміжним перегрівом пари використовують на данських ТЕС *Skaerbaek* і *Nordjylland* відповідно до розробки консорціуму *MAN Energy* і *GEC Alstom*.

8.6. Використання каталітичних камер згорання у складі ГТУ

Дослідження застосування каталітичного горіння в камерах згорання ГТУ з метою створення екологічно чистих установок проводять фірми й організації *General Electric Corporation*, *U. S. Department of Energy*, *Solar Turbines Incorporated*, *Toshiba* та ін. Перші дві фірми об'єднали свої зусилля в спільній програмі *Advanced Turbine System*, відповідно до якої передбачено виробництво після 2000 року газових турбін з емісією оксидів азоту ($\text{NO}_x < 8 \text{ ppm}$)* і оксиду вуглецю ($\text{CO} < 15 \text{ ppm}$)** з подальшим зменшенням емісії NO_x до 5 ppm і CO до 10 ppm . Досягнення таких низьких показників можливе тільки із застосуванням каталітичного горіння, яке гранично може забезпечити зниження рівня емісії NO_x до 1 ppm .

Потреба застосування каталітичної технології в камерах згорання ГТУ зумовлена тенденцією підвищення початкової температури ГТУ в сучасних двигунах до $1\,200 \dots 1\,300$ °С з доведенням цього показника в майбутньому до $1\,600$ °С.

Збільшення початкової температури ГТУ потребує за термодинамічними умовами підвищення циклового тиску з $0,8 \dots 1,0$ МПа для низькотемпературних установок до $3,0$ МПа для високотемпературних газових турбін.

* $1 \text{ ppm NO}_x = 2 \text{ мг/м}^3 \text{ NO}_x$.

** $1 \text{ ppm CO} = 1 \cdot 10^{-4} \% \text{ об. CO}$.

Однотимне підвищення температури і тиску зумовлює зростання емісії термічних оксидів азоту.

У каталітичних камерах згорання передбачено об'єднання в одному технологічному ланцюжку таких елементів: первинного пальника (для попереднього підігріву повітря до 673...773 К), змішувача-стабілізатора (для досягнення потрібного рівня гомогенізації паливоповітряної суміші, яка подається на каталітичну насадку), каталітичного реактора (для реалізації низькотемпературного до 1273 К окиснювача горючої суміші) і термічного реактора (де відбувається догорання в режимі самозапалювання до 1273...1773 К палива, що не «вигоріло», на каталізаторі реактора, і «третинного» палива, що подається після реактора в зону гомогенного окиснювання).

Каталітичний реактор являє собою жаростійку пористу насадку (на металічній або керамічній основі), на поверхню якої наносять шар (у вигляді тонкої плівки) каталізатора на основі платини Pt, паладію Pd та ін.

Виходячи з аналізу робочого процесу камер згорання ГТУ традиційного типу (на основі дифузійних технологій спалювання палива), модернізованого типу DLN^* і камер згорання на основі застосування каталітичної технології, можна визначити головний фактор, який якісно обґрунтовує ефект зниження емісії NO_x . Це стосується розподілу і рівня температур уздовж камери згорання. У традиційних камерах згорання (з дифузійним сумішоутворенням і розподілом повітря на первинне та вторинне) високого рівня температур досягають у первинній зоні горіння. Це стосується збільшення середнього і максимального рівня температур порівняно з рівнем температур, який відповідає каталітичним камерам згорання. Ця обставина є основною причиною високого рівня емісії NO_x у традиційних камерах згорання порівняно з камерами згорання, які працюють на бідній попередньо підготовленій суміші (DLN і каталітична технологія).

У каталітичних камерах згорання локальні максимуми температур з'являються тільки в зоні догорання первинного пальника. Вплив цього температурного максимуму на загальну емісію NO_x невеликий за рахунок малої частки подачі палива (до 20 %) на первинний пальник у номінальному режимі роботи, а в зоні каталітичного і термічного реактора реалізується практично однорідне температурне поле в умовах нерівномірності не більше 8 % від мінімального рівня середніх температур, що забезпечує істотне (на декілька порядків) зниження швидкості утворення термічних NO_x .

* DLN (*Dry – Low – NO_x*) – технологія зниження емісії NO_x на основі використання камер згорання з попереднім змішуванням палива і окиснювача.

Каталітичну технологію можна легко пристосувати як до нових перспективних типів ГТУ і ПГУ (які знаходяться на стадії проектування), так і для установок, що знаходяться в експлуатації (за рахунок відповідної реконструкції).

Контрольні питання

1. Загальна характеристика перспективних напрямів підвищення екологічної безпеки об'єктів теплоенергетики.
2. Конверсія органічного палива як метод підвищення екологічної безпеки об'єктів теплоенергетики.
3. Класифікація методів конверсії органічного (твердого) палива.
4. Характеристика особливостей ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля.
5. Основні типи реакторів газифікації вугілля.
6. Газопарові установки з неізотермічним випаровуванням і конденсацією та їх енерго-екологічні переваги.
7. Переваги ТЕС на базі паливних елементів.
8. Особливості структури ТЕС з потрійним циклом.
9. Оптимізація параметрів циклів ПТУ і ГТУ як метод забезпечення екологічної безпеки енергетичних установок.
10. Характеристика технології каталітичного горіння в камерах згорання ГТУ.

Розділ 9

ОРГАНІЗАЦІЙНІ ЗАХОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИРОБНИЦТВА І ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ – АЛЬТЕРНАТИВА ВИРІШЕННЯ ЕКОЛОГІЧНИХ ПРОБЛЕМ ЕНЕРГЕТИКИ

9.1. Консалтингові схеми в енергетиці

Паливно-енергетичні кризи, яких зазнали країни Західної Європи на початку 70-х років ХХ ст., змусили переглянути ставлення суспільства до взаємодії процесів виробництва та використання енергії і навколишнього середовища. Відбулася кардинальна зміна у свідомості населення, передусім технічно розвинених країн. Цьому сприяла також цілеспрямована діяльність урядів у галузі енергетики, яка включала як роз'яснювальну роботу, так і жорсткі обмеження. Розроблення і реалізація комплексу заходів, метою яких є раціональніше використання енергії, є суттю державної політики багатьох країн світу. Один з важливих державних заходів – створення консалтингових схем. Консалтингова схема – це система планомірних заходів, здійснюваних у якійсь спеціально обраній галузі. До таких заходів належать:

- створення консалтингових фірм, які надають споживачам енергії, розробникам, працівникам планово-економічного сектору, експлуатаційному персоналові й керівникам підприємств послуги у сфері економії енергії;
- розробка відповідних навчальних програм та ілюстративного матеріалу для підвищення рівня підготовки працівників з раціонального енерговикористання;
- проведення широкої інформаційної компанії через засоби масової інформації, випуск друкованої продукції, що рекламує і пояснює саму ідею енергозбереження;
- висвітлення в пресі вдалих прикладів економії енергії, підготовка і публікація статей для фахівців у технічних журналах.

Створення і впровадження консалтингових схем зумовили зміни на краще у сфері економії енергії країн Західної Європи. Так, загальне споживання енергії в Данії 1990 р. залишалося на рівні 1973 р., тоді як валовий національний продукт виріс за цей же час на 40 %.

Такий самий підхід застосовують до побудови системи раціонального поєднання заходів щодо економії енергії та захисту навколишнього середовища. За основу беруть раціональне планування енергоспоживання за рахунок удосконалення технології. Це стосується як способу і культури експлуатації всякого устаткування, так і загального психологічного підходу до споживання енергії.

В основі створення реалістичного плану дій для економії енергії лежить відповідне законодавство в галузі енергетики, а також наявність у суспільстві відповідних стандартів і норм. Щоб упровадити програму енергозбереження, треба провести попередній економічний аналіз, оснований на точних даних про дійсне споживання енергії, на прийнятній системі тарифів, інформації про окупність і т. ін. Важливою передумовою успішності реалізації програми енергозбереження є готовність у країні інфраструктури, за допомогою якої можна одержати відповідні дані для її реалізації. Це потребує вирішення ряду інженерно-технічних завдань щодо модернізації устаткування, оптимізації умов його експлуатації. У всякому разі треба послідовно виконати такі заходи:

- складання переліку і вибір з нього першочергових заходів щодо оптимізації споживання енергії;
- прийняття рішення про здійснення обраних найефективніших заходів;
- визначення умов оптимізації роботи енергосистеми і вибір потрібного алгоритму енергетичного споживання та контролю;
- регулярне оцінювання результатів;
- регулярне інформування всіх зацікавлених сторін про стан системи.

Розумне планування і подальший збір даних по ходу впровадження рекомендацій дозволяє виробити стратегію, що забезпечує збереження досягнутого рівня економії, оцінку результатів упроваджуваних заходів і планування подальшої економії. Усю інформацію треба систематизувати, аналізувати і зберігати. Удосконалення енерготехнологій та енергозбереження залежить від ефективності такого енергетичного устаткування та систем: ТЕС, ТЕЦ, опалювально-виробничі котельні, котлоагрегати різного призначення, печі; системи розподілу тепла: теплові пункти, теплові мережі; системи вентиляційного устаткування будинків різного призначення; устаткування для виробництва, постачання та споживання електричної енергії.

9.2. Енергетичний аудит

Кінцева мета підвищення енергетичної ефективності будь-якого виробництва (підприємства) – знизити рівень споживання енергії за умови зберігання обсягів виробництва з одночасним скороченням негативного впливу на навколишнє середовище. Для цього треба прийняти відповідні

рішення щодо стратегії використання різних ресурсів на підставі енергетичного аудиту й енергетичного менеджменту.

Енергетичний аудит – це технічне інспектування підприємств (виробництв) з погляду їх енергоспоживання з метою визначення можливої економії енергії і допомоги підприємству (виробництву) в економії енергії на практиці завдяки механізмам енергетичної ефективності, а також з метою впровадження на підприємстві енергетичного менеджменту.

Проведення енергетичного аудиту – початкова фаза впровадження на підприємстві системи енергетичного менеджменту. Методика проведення аудиту не залежить ні від виду продукції, ні від застосовуваної технології, ні від форми організації досліджуваного виробництва (підприємства). В основу її покладено визначений стандартний (типовий) алгоритм, здатний забезпечити як ефективну роботу аудитора, так і можливість залучення на визначених етапах роботи інших аудиторів. Аудитор має бути здатний брати до уваги всі споживані види енергії з тим, щоб виробити пропозиції не тільки щодо їх скорочення, але й щодо оптимізації структури енергоспоживання, тобто ймовірної заміни одних енергоресурсів іншими.

Загальні вимоги до генеральної стратегії енергетичного аудиту такі:

- можливість її застосування для всіх типів виробництв і компаній;
- облік усіх видів енергії; сприяння зменшенню витрат часу на проведення аудиту завдяки максимальній стандартизації;
- можливість ідентифікації етапів для продовження роботи або її припинення;
- можливість використання енергетичного аудиту як бази для співпраці між аудиторами різних напрямів діяльності підприємства.

Структура генеральної стратегії проведення енергетичного аудиту (рис. 9.1) включає чотири етапи:

Етап 1. Попередній контакт аудитора з керівництвом підприємства; ознайомлення з підприємством, основними виробничими процесами і технологічними лініями; укладання угоди з керівництвом підприємства про подальшу діяльність.

Етап 2. Упорядкування карти споживання енергії на підприємстві; ідентифікація можливості значної економії енергії.

На цьому етапі загальне енергоспоживання різних енергоносіїв розбивають на окремі процеси і установки, групи технологічних процесів, окремі об'єкти (будинки). Це і є створення карти споживання енергії, основане на проведенні спеціальних вимірів і розрахунків.

Усі виявлені можливості економії енергії вносять у перелік місць можливої економії, зазначаючи пріоритетність.

Етап 3. Оцінка економії енергії та економічних переваг від упровадження різних можливих заходів; вибір конкретної програми енергозбереження для першочергового впровадження; підготовка ключових технічних і економічних даних; надання керівництву підприємства звіту про енергетичний аудит; ухвалення рішення про проведення подальшої роботи з енергозбереження й укладання угоди про подальшу діяльність.

Етап 4. Упровадження програми енергозбереження; запуск системи енергетичного менеджменту; продовження діяльності щодо підвищення ефективності енергозбереження.

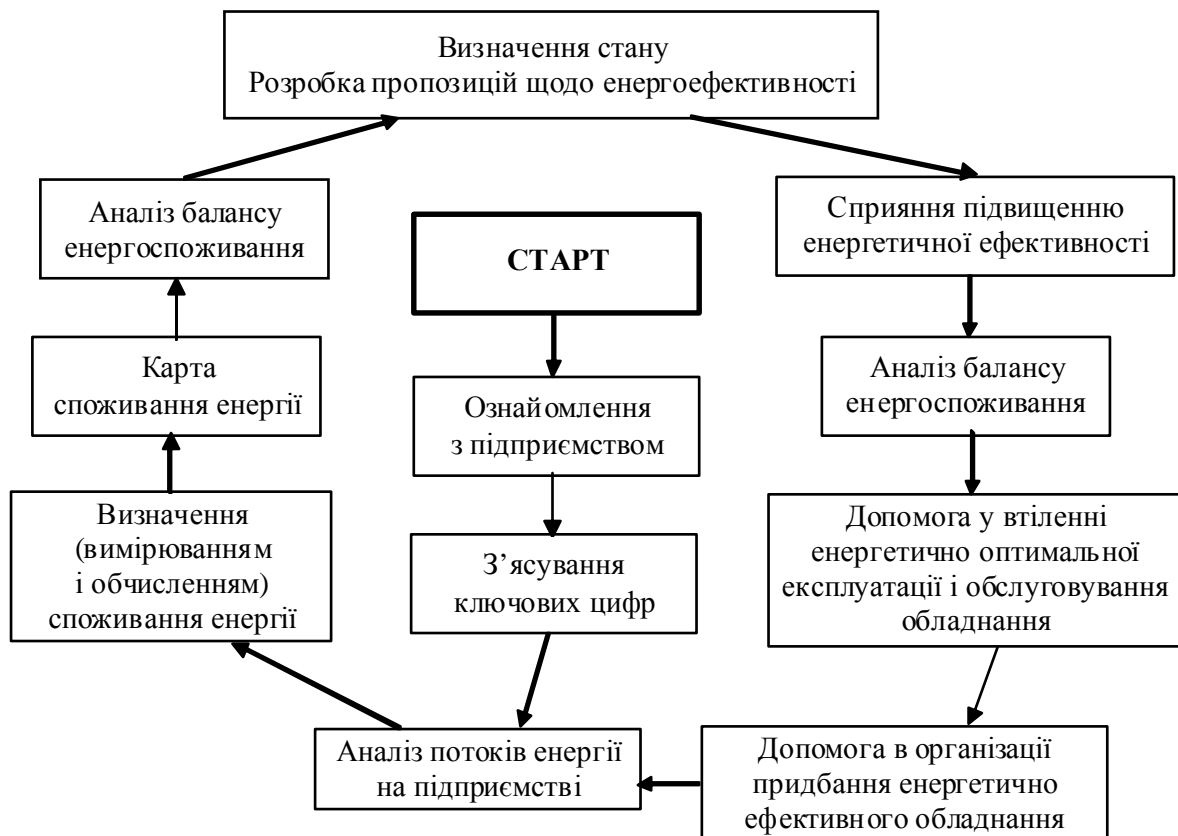


Рис. 9.1. Схема проведення енергетичного аудиту

Успішна реалізація схеми енергетичного аудиту залежить від високої кваліфікації аудитора. Він має знайти: принципи роботи енергогенерувальних установок; процеси енергоспоживання (наприклад, такі як сушка, термообробка, теплопостачання промислових підприємств і технологічних процесів; опалення, вентиляція і кондиціонування будинків, системи водопостачання; різання, плавка, лиття тощо); основні енергетичні установки і системи (холодильні установки, компресорні станції, вентиляційні системи; системи освітлення; насоси, інші системи з електроприводами) і вміти аналізувати доцільність використання того чи того енергоресурсу для забезпечення технологічних процесів на підприємстві.

9.3. Енергетичний менеджмент

Енергетичний менеджмент (ЕМ) дозволяє одержати докладну картину споживання енергії на підприємстві і порівняти ефективність існуючого споживання зі споживанням енергії на інших підприємствах (виробництвах).

Мета ЕМ – оцінка проектів економії енергії та планованих заходів щодо енергозбереження на певному підприємстві (виробництві).

Енергетичний менеджмент – це система керування енергоспоживанням на підприємстві, яка спирається на проведення типових вимірювань і перевірок та забезпечує таку роботу підприємства, коли споживається тільки цілком потрібна (теоретично) для виробництва кількість енергії. Це основний інструмент скорочення споживання енергії і, відповідно, підвищення ефективності її використання, а також зниження негативного впливу енергетики на навколишнє середовище.

За впровадження нового для підприємства виду діяльності і загалом за енергетичну ефективність підприємства (виробництва) відповідає енергетичний менеджер. Основні обов'язки енергоменеджера такі:

- участь у впорядкуванні карти споживання енергії на підприємстві; збір даних про споживання ПЕР з використанням лічильників і контрольно-вимірювальної апаратури;
- упорядкування плану установки додаткових лічильників і контрольно-вимірювальної апаратури;
- збір даних про потоки сировини, ПЕР і готової продукції;
- розробка пропозицій щодо підвищення ефективності використання енергії загалом і на окремих виробництвах;
- локалізація і впровадження заходів для економії енергії, що не потребують інвестицій або які можна реалізувати за рахунок мінімальних інвестицій;
- локалізація, оцінка і визначення пріоритетності заходів для економії енергії, що потребують великих інвестицій;
- упорядкування схеми аварійного зупинення устаткування і варіантів енергопостачання для випадків аварійного припинення зовнішньої подачі енергії тощо;
- інформування персоналу підприємства про діяльність щодо енергетичного менеджменту та інформування про заходи, вжиті для економії енергії;
- упровадження нових технологій на існуючих і нових енергосистемах для підвищення енергоефективності виробництва;
- участь у розробці виробничого плану і стратегії енергоспоживання на підприємстві.

Енергетичний менеджер зобов'язаний підтримувати власну інформованість у галузі енергетики, а також знати законодавство, систему оподат-

ковування, питання захисту навколишнього середовища тощо. Перелік обов'язків енергетичного менеджера дуже широкий і потребує від нього різнобічних і глибоких знань. Він має володіти:

- інженерною освітою в галузі енергетики;
- досвідом керування виробництвом і робочими групами;
- досвідом керівництва проектами;
- організаційними якостями;
- здатністю переконувати людей і розуміти мотивацію їхніх вчинків;
- розбиратися в політиці своєї країни стосовно енергетики;
- знати рішення місцевої влади, що стосуються виробництва, екології, споживання енергії тощо;
- добре розуміти концепцію енергетичного менеджменту та енергетичної ефективності;
- знати економічні принципи розробки бюджету підприємства і методи розробки бізнес-планів у галузі енергетичної ефективності.

Систему енергетичного менеджменту можна розглядати як сукупність таких етапів:

Перший етап – це запуск системи. Початок упровадженню системи енергетичного менеджменту може покласти енергетичний аудит, який дасть уявлення про ситуацію в енергоспоживанні підприємства.

Другий етап – аналіз і порівняння реальних рівнів споживання з ключовими цифрами з літератури, інших підприємств тощо.

Третій етап – визначення стану і обрання пріоритетів у виконанні проектів заощадження енергії.

На *четвертому етапі* проробляють бюджет виконання обраних проектів. Цей бюджет будують на вже відомих цифрах питомого споживання енергії на підприємстві.

П'ятий етап – це контроль за споживанням енергоносіїв, рівень якого має не перевищувати того, який зазначено в бюджеті. На цьому етапі іноді вдається виявити додаткових несподіваних споживачів енергії і провести аналіз причин, через які вони виникають.

На цьому перший цикл замикається. Наступний починається з тієї самої процедури (рис. 9.2). Такі системи енергетичного аудиту та енергетичного менеджменту працюють на більшості підприємств, які випускають конкурентоспроможну продукцію в країнах Європейського союзу.

У процесі впровадження енергетичного менеджменту (рис. 9.2) треба: визначити потоки матеріалів і енергії в різних виробничих процесах, створити карту споживання енергії в основних виробничих процесах підприємства й у різних допоміжних установках і системах. Доцільно починати з основних і найбільше енергоємних виробничих процесів підприємства. Потім можна перейти до створення детальної карти всіх виробничих процесів і споживання енергії в них.



Рис. 9.2. Циклічність енергетичного менеджменту

Найефективніше використання енергії пов'язане з такими основними показниками:

- високим рівнем використання загального обсягу виробництва (якщо обсяг виробництва 50 % від максимального (проектного) рівня, то досить складно домогтися високої ефективності використання енергії);
- раціональним підбором типу енергоносіїв для основних енергоємних виробництв;
- вихідною якістю сировини;
- ефективністю роботи окремих установок і систем загалом (котлів, агрегатів і т. ін.); низьким рівнем утрат у системах розподілу енергії (пари, стисненого повітря, електроенергії).

Основну увагу треба приділяти найбільше енергоємним виробничим системам. До них передусім належать такі типові системи, як ТЕС, котельні установки, сушильне устаткування, устаткування подачі тепла для виробничих потреб, системи опалення і водопостачання, системи вентиляції і кондиціювання повітря, холодильні установки, системи освітлення, системи подачі стисненого повітря, насоси та ін. Вони характеризуються такими показниками:

- високими або низькими температурами (порівняно з температурою навколишнього повітря);
- високим рівнем споживання робочого тепла (пари, води, газу, стисненого повітря).

Будь-яку систему можна поділити на три основні складові (рис. 9.3): власне технічна система (турбіна, котел, компресор тощо); система передачі (транспорту) енергії або робочого тіла (мережі) і сама енергія (робоче тіло, навантаження).

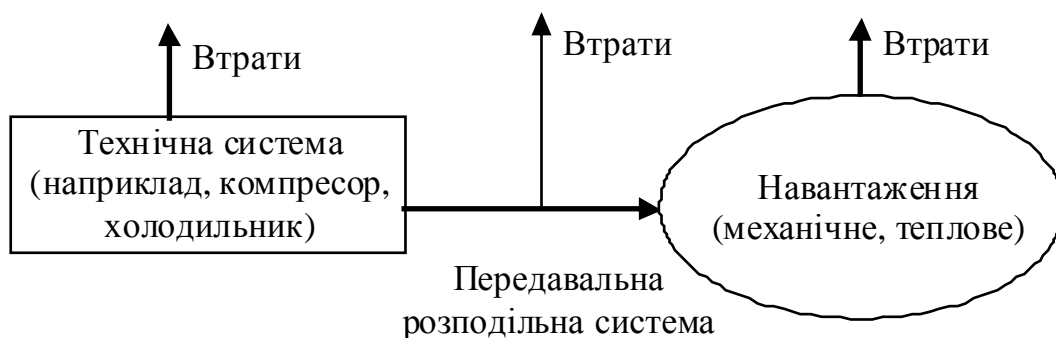


Рис. 9.3. Елементи виробничої системи енергоспоживання

Утрати енергії відбуваються у всіх компонентах системи, але вартість їх усунення різна. Тому, аналізуючи в процесі енергетичного менеджменту можливості енергозбереження, треба підходити до таких систем комплексно. Зазвичай розгляд доцільно починати з кінця системи: саме тут (у навантаженні) найчастіше криються найдешевші і швидко реалізовані можливості енергозбереження.

9.4. Енергозбереження

Розглянуті вище заходи – енергетичний аудит і менеджмент, спрямовані на підвищення ефективності виробництва і споживання енергії, тісно пов'язані із загальними організаційними заходами щодо енергозбереження. До них перш за все належать такі:

- розробка законодавства і стандартів стосовно енергозбереження;
- упровадження обліку і контролю споживання енергоресурсів на всіх рівнях (від індивідуального споживача до регіону, галузі та держави загалом); перегляд цін і тарифів на енергоресурси; застосування державного нагляду за їх споживанням, скасування дотацій на споживання енергії та палива;
- визначення і підтримка оптимальних параметрів технологічних процесів;
- штрафи і податки за викиди в навколишнє середовище шкідливих речовин;
- пільги на податки і кредити за впровадження енерго- і ресурсозберігаючих технологій, техніки, матеріалів;
- дотації населенню і підприємствам, які застосовують енергозберігаючу техніку, технології, матеріали та екологічно чисті енергоустановки і пристрої.

Проблема енергозбереження тісно переплітається з проблемами енергетики, екології, технічного переозброєння та структурної перебудови всієї економіки. Енергозбереженням на Україні управляє Кабінет Міністрів через Держкоменергозбереження згідно із Законом

«Про енергозбереження». Енергозберігаюча політика – орієнтований на довгострокову перспективу комплекс заходів для підвищення ефективності використання енергоресурсів в економіці держави за допомогою скорочення витрат кінцевої енергії на задоволення відповідних обсягів суспільних потреб, підвищення коефіцієнта корисного використання енергії завдяки вдосконаленню всього циклу видобування, виробництва, перетворення, розподілу і використання ПЕР, заміщення дорогих та обмежених за ресурсними можливостями джерел енергії дешевшими та необмеженими, проведення дієвої структурної перебудови господарських комплексів із якнайширшим урахуванням екологічних аспектів.

Проблема створення ефективної системи управління енергозбереженням має складний багатофакторний міжгалузевий характер. Це потребує формування гнучкої системи управління та передбачає взаємодію трьох основних напрямів: державного регулювання, функціонального і регіонального управління та контролю за виконанням законів і використанням нормативної бази та організаційної роботи.

Основний потенціал енергозбереження зосереджено в галузях промисловості, що споживають найбільше енергоресурсів – енергетиці, металургії, хімічній і нафтохімічній промисловості, виробництві будівельних матеріалів, машинобудуванні. На підставі комплексного аналізу напрямів і заходів енергозбереження можна визначити такі його пріоритети:

- *у галузях народного господарства*: упровадження нових енергозберігаючих технологій та обладнання, зокрема збільшення частки вже освоєних енергозберігаючих технологій; зменшення матеріалоємності продукції (сировина, ефективніші матеріали, зменшення втрати матеріалів тощо); підвищення ступеня використання вторинних енергоресурсів; підвищення якості продукції; удосконалення обліку та контролю за витратами енергоресурсів та ін.;
- *у сфері міжгалузевого енергозбереження*: упровадження засобів силової електроніки (регульований електропривід, технологічні перетворювачі тощо); удосконалення систем теплопостачання (джерела тепла, мережі теплопостачання, технологічні системи тощо); використання сучасних екологічно безпечних технологій спалювання низькоякісного вугілля; виробництво енергії за рахунок використання вторинних енергоресурсів без додаткового залучення палива; використання економічних систем і приладів електроосвітлення.

Слід зазначити порівняно високу ефективність міжгалузевого енергозбереження, де витрати на заощадження одиниці енергії та палива в 2–4 і більше разів нижче, ніж для галузевих заходів.

До першочергових енергозберігаючих заходів належать:

- упровадження сучасних енергоефективних технологій (інтенсифікація процесу спалювання газу і твердого палива), упровадження економічних паливних пристроїв та пальників, установок для утилізації теплових відходів з метою підвищення рівня використання вторинних енергоресурсів;
- упровадження тиристорних приводів частотного регулювання споживання електроенергії;
- установлення сучасних приладів та систем обліку виробництва, транспортування та споживання енергоресурсів (природний газ, електро- і теплоенергія, вода тощо);
- автоматизація енерготехнологічних процесів;
- створення енергоефективних демонстраційних зон у галузях суспільного виробництва та об'єктах бюджетної сфери;
- розробка та впровадження енергоефективних люмінесцентних ламп освітлення та електронної пускорегулювальної апаратури до них;
- залучення в паливно-енергетичний баланс регіонів місцевих видів палива;
- упровадження маловитратних організаційно-технічних заходів;
- використання нетрадиційних видів палива та відновлюваних джерел енергії тощо;
- оснащення електродвигунів перетворювачами приводів для ощадливого споживання електроенергії зі зменшенням навантаження (економія електроенергії 20–30 %);
- оптимізація теплопостачання і гарячого водопостачання міст за рахунок використання теплових насосів і теплової енергії вторинних енергоресурсів.

Найбільше палива в Україні витрачають для виробництва теплової енергії. У табл. 9.1 наведено дані офіційної статистики про виробництво теплоти та споживання палива в Україні.

Тому підвищення енергоефективності в цьому секторі навіть на декілька відсотків знижує загальну потребу країни в ПЕР на сотні тисяч тонн умовного палива. При цьому провідну роль у складі великих систем відіграє потужне, найекономічніше устаткування для комбінованого виробництва тепла та електроенергії.

**Таблиця 9.1. Виробництво теплової енергії та споживання палива 1997 р.
(за даними АТ «Укренергопром»)**

Показник	Обсяг
Вироблено всього на об'єктах енергетики, млн Гкал/рік:	197,5
на ТЕЦ	59,5
у котельнях	128,3
у теплоутилізаційних установках	9,1
в інших агрегатах	0,74
Витрати палива в енергетиці, млн т у. п.	36,7
Вироблено в промисловості, млн Гкал/рік	250...270
Витрати палива в промисловості, млн т у. п.	52...54

Енергетики Західної Європи дотримуються думки, що частка електричної енергії, виробленої ТЕЦ, у загальному балансі має становити близько 50 %. В Україні вона поки ще не перевищує 7 %, тоді як у Фінляндії 1997 р. становила 34 % від загальної встановленої потужності. У муніципальній енергетиці Фінляндії пропорція комбінованого виробництва електричної енергії майже найвища у світі – 76 %.

На сьогодні у світі є два шляхи забезпечення населення та об'єктів національного господарства тепловою енергією у вигляді водяної пари, гарячої та перегрітої води: *перший шлях* – експлуатація й удосконалення існуючих і створення нових сучасних централізованих систем теплопостачання; *другий шлях* – використання теплоти від наявних місцевих та індивідуальних джерел, будівництво нових енергоефективних локальних теплових систем. Обидва шляхи успішно експлуатують та впроваджують у різних країнах з урахуванням місцевих особливостей.

На Україні історично переважає система централізованого теплопостачання, що до недавнього часу була характерна лише для країн колишнього СРСР і деяких інших країн (Фінляндії, Данії, Норвегії, Швеції). Останнім часом централізовані системи (перш за все на базі технологій теплофікації та когенерації) набули подальшого розвитку в багатьох розвинених країнах світу, наприклад у США, Великій Британії, Німеччині.

Порівняння техніко-економічної ефективності роздільної та комбінованої схеми виробництва теплової енергії свідчить, що економія палива в умовах комбінованого виробництва сягає 18–22 % на рік, щорічні витрати зменшуються на 20–25 %, а шкідливі викиди CO₂ – на 20 % (табл. 9.2).

Таблиця 9.2. Порівняння ефективності роздільного та комбінованого виробництва теплової та електричної енергії (за даними АТ «Укренергопром»)

Показник	Виробництво		Коефіцієнт ефективності
	комбіноване	роздільне	
Обсяг капіталовкладень, млн дол. США	10^3	$1,05 \cdot 10^3$	0,95
Потужність електрична, МВт	10^3	10^3	1
Потужність теплова, МВт	10^3	10^3	1
Виробництво електроенергії, МВт·год/рік	$6,7 \cdot 10^6$	$6,7 \cdot 10^6$	1
Виробництво тепла, Гкал/рік	$2,5 \cdot 10^6$	$2,5 \cdot 10^6$	1
Витрати палива, тис. т у. п./рік	$1,8 \cdot 10^3$	$2,2 \cdot 10^3$	0,8
Витрати на паливо, млн дол./рік	125	156	0,8
Щорічні витрати на виробництво, млн дол./рік	205	261	0,79
Викиди CO ₂ , тис. т	3,2	3,7	0,79

Вагомим потенціалом енергозбереження володіє комунально-побутовий і житловий сектор, на частку якого припадає близько 30 % споживання енергії в Україні. Особливої уваги заслуговує питання розміщення об'єктів комунальної та децентралізованої енергетики. Слід зауважити, що найбільші втрати виробленої електроенергії мають регіони, віддалені від ТЕС і АЕС на значні відстані (Крим, Одеська, Рівненська, Волинська, Житомирська області, південні частини Херсонської, Запорізької і Донецької областей). Сюди належать і села України, до яких прокладено ЛЕП невисокої напруги (6, 10 кВ). Як показують розрахунки фахівців США, передача електроенергії напругою 11 кВ на відстань більше 5 км, виходячи з діючих тарифів, є збитковою через високі питомі й абсолютні втрати енергії.

Дослідження в галузі ефективного перетворення енергії охоплюють широке коло проблем. Базові теплоенергетичні процеси характеризуються поступовим зменшенням енергетичного потенціалу робочого тіла. Завдання полягає не тільки в підвищенні цього потенціалу збільшенням кількості енергії, яку можна перетворити на роботу, але й у створенні процесів перетворення теплової енергії з мінімальними тепловими втратами, можливістю подальшого корисного використання низькопотенційної теплової енергії в інших процесах і, нарешті, з максимальним зниженням впливу енергетики на навколишнє середовище.

Контрольні питання

1. Основи управління підвищенням ефективності виробництва і споживання енергії.
2. Консалтингові схеми в енергетиці як державний механізм раціонального використання енергії.
3. Загальні вимоги і послідовність енергетичного аудиту.
4. Генеральна стратегія проведення енергетичного аудиту.
5. Енергетичний менеджмент як інструмент ефективного управління виробництвом і споживанням енергії.
6. Головні обов'язки енергетичного менеджера.
7. Вимоги до підготовки енергетичного менеджера; напрями підготовки.
8. Енергозбереження як додаткове джерело енергоспоживання.
9. Енергозбереження як дійовий важіль підвищення економічної ефективності і безпеки енергетики.
10. Етапи впровадження енергетичного менеджменту на підприємстві.
11. Пріоритетні напрями впровадження енергозбереження.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Алабовский А. И., Константинов С. М., Недужий И. А.* Теплотехника. – К.: Вища шк., 1986. – 255 с.
2. *Александров В. Г.* Паровые котлы средней и малой мощности. – Л.: Энергия, 1972. – 196 с.
3. *Афанасьев А. А.* Состояние исследований и разработок процессов производства синтетических топлив. – М.: Госкомиздат, 1984. – 133 с.
4. *Ахтырский А. А.* Научно-технический прогресс в теплоэнергетике жилищно-коммунального хозяйства. – М.: Стройиздат, 1986. – 248 с.
5. *Бабаев Н. С., Демин В. Ф., Ильин Л. А.* Ядерная энергетика, человек и окружающая среда. – М.: Энергоиздат, 1981. – 296 с.
6. *Бертон П., Радд Д.* Стратегия защиты окружающей среды от загрязнений. – М.: Мир, 1980. – 606 с.
7. *Бузников Е. Ф., Роддатис К. Ф., Берзиньш Э. Я.* Производственные и отопительные котельные. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 248 с.
8. *Варламов Г. Б.* Оцінка негативного впливу та концепція енерго-екологічного моніторингу паливоспалювальних енергооб'єктів // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2001. – № 4. – С. 53–57.
9. *Варламов Г. Б., Любчик Г. Н., Голота И. Н.* Общие условия экологической экспертизы энергообъектов, работающих на органическом топливе // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2001. – № 6. – С. 53–56.
10. *Варламов Г. Б., Любчик Г. Н., Сердюк С. Д.* Анализ влияния эксплуатационных факторов на эмиссию NO_x и CO в продуктах сгорания стехиометрических горелок // Энергетика и электрификация. – 2001. – № 11. – С. 53–56.
11. *Варламов Г. Б., Любчик Г. Н.* Факторы, параметры и показатели экобезопасности энергетических объектов // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2001. – № 2. – С. 53–58.
12. *Воропай М. І., Славін Г. Б., Чельцов М. Б.* Електроенергетика та екологічні аспекти національної безпеки // Енергетика: економіка, технологія, екологія. – 2000. – № 3. – С. 4–9.
13. *Газотурбинные установки. Конструкции и расчет: Справоч. пособие / Под общ. ред. Л. В. Арсеньева и В. Г. Тырышкина.* – Л.: Машиностроение, 1978. – 231 с.

14. *Гелиженко А. М., Гливенко С. В.* Эколого-экономическая оценка перехода ТЭС Украины на угольную стратегию развития // Энергетика: економіка, технологія, екологія. – 2000. – № 3. – С. 28–33.
15. *Десягин Г. Н., Лебедев В. И., Пермяков Б. А.* Теплогенерирующие установки. – М.: Стройиздат, 1986. – 560 с.
16. *Денисов Б. Н., Попков В. Г., Яценко Ю. Г.* Турбинные установки и эксплуатация турбин. – М.: Машиностроение, 1971. – 149 с.
17. *Дикий Н. А.* Комбинированное производство энергии для преодоления кризиса в энергетике // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2000. – № 1. – С. 13–17.
18. *Дикий Н. А.* Энергоустановки геотермальных электростанций. – К.: Вища шк., 1989. – 198 с.
19. *До застосування технології каталітичного горіння в камерах згоряння ГТД / Г. М. Любчик, Г. С. Марченко, О. Е. Кравчук, І. М. Аль-Зубі // Наукові вісті НТУУ «КПІ». Серія теплоенергетики. – 1997. – С. 118–123.*
20. *Долговский Н. М.* Тепловые электрические станции и тепловые сети. – М.–Л.: Госэнергоиздат, 1963. – 159 с.
21. *Дудник О. М.* Энергетика на основі паливних елементів – стратегія на випередження // Энергетика и электрификация. – 2000. – № 5. – С. 45–51.
22. *Защита атмосферы от промышленных загрязнений: Справочник: В 2 ч. / Под ред. С. Калверта и Г. М. Инглунда. – М.: Металлургия, 1988. – Ч. 1. – 758 с.*
23. *Зысин В. А.* Комбинированные парогазовые установки и циклы. – М.–Л.: Энергоиздат, 1962. – 185 с.
24. *Карп И. Н., Мхитарян Н. М.* Децентрализованное теплоснабжение зданий и сооружений // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2000. – № 1. – С. 5–17.
25. *Кесова Л. А., Побировский Ю. Н.* Технология пылеподачи с высокой концентрацией как способ улучшения экологических показателей котлов, сжигающих АШ и шламы // Энергетика: економіка, технологія, екологія. – 2000. – № 3. – С. 45–52.
26. *Кириллин В. А.* Энергетика сегодня и завтра. – М.: Педагогика, 1983. – 128 с.
27. *Кириллин В. А.* Энергетика. Главные проблемы. – М.: Знание, 1990. – 128 с.
28. *Кириллин В. А., Сычев В. В., Шейндлин А. Е.* Техническая термодинамика. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 416 с.

29. *Комплексна державна програма енергозбереження України.* – К.: Держком України з енергозбереження, 1996. – 218 с.
30. *Корчевой Ю. П., Кузьменко Б. В., Майстренко А. Ю.* Современные угольные энерготехнологии. – К.: УДЭНТЗ, 1998. – 62 с.
31. *Лефевр А.* Процессы в камерах сгорания ГТД. – М.: Мир, 1986. – 566 с.
32. *Любчик Г. М.* Проблеми екології ТЕС. Метод. рек. до вивч. курсу «Основи екології». – К.: КПІ, 1995. – 24 с.
33. *Любчик Г. М., Кравчук О. Є., Варламов Г. Б.* Екологічні аспекти термодинамічного аналізу циклів ГТУ // Наукові вісті НТУУ «КПІ». Серія теплоенергетики. – 1997. – С. 101–106.
34. *Майстренко А. Ю., Дудник А. Н., Яцкевич С. В.* Технологии газификации углей для парогазовых установок. – К.: Знание, 1998. – 67 с.
35. *Матвеев В. Т.* Глубокая утилизация теплоты в газотурбинных двигателях с турбиной перерасширения // Промтеплотехника. – 1997. – Т.19. – № 4–5. – С. 81–85.
36. *Методика* определения валовых и удельных выбросов вредных веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций // РД 34.02.305–90. – М.: ВТИ, 1992. – 34 с.
37. *Мировая энергетика. Прогнозы развития до 2020 г.:* Пер. с англ. / Под ред. Ю. Н. Старшинова. – М.: Энергия, 1980. – 255 с.
38. *Маляренко В. А.* Введение в инженерную экологию энергетики. – Харьков: ХГАГХ, 2001. – 166 с.
39. *Организация и управление коммунальным теплоэнергетическим хозяйством* / С. И. Иванов, М. Б. Иванов, А. А. Ахтырский, Э. Б. Хиж. – М.: Стройиздат, 1986. – 238 с.
40. *Охрана окружающей среды* / А. М. Владимиров, Ю. И. Ляхин, Л. Т. Матвеев, В. Т. Орлов. – Л.: Гидрометеиздат, 1991. – 423 с.
41. *Оценка воздействия объектов энергетики на окружающую среду* / Г. А. Белявский, Г. Б. Варламов, В. В. Гетьман и др. – Харьков: ХГАГХ, 2002. – 369 с.
42. *Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: Справочник.* – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 586 с.
43. *Рихтер Л. А.* Тепловые электрические станции и защита атмосферы. – М.: Энергия, 1975. – 131 с.
44. *Рихтер Л. А.* Охрана водного и воздушного бассейна от выбросов ТЭС. – М.: Энергоиздат, 1981. – 296 с.
45. *Семиноженко В. П., Канило П. М., Ровенский А. И.* Энергия и жизнь. Экология и будущее. – Харьков: Фолио, 1997. – 176 с.

46. *Сигал И. Я.* Защита воздушного бассейна при сжигании топлива. – Л.: Недра, 1988. – 310 с.
47. *Сидельковский Л. И., Юренев В. И.* Котельные установки промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 528 с.
48. *Скалин Ф. В., Канаев А. А., Кооп Л. З.* Энергетика и окружающая среда. – Л.: Энергоиздат, 1981. – 280 с.
49. *Стерман Л. С., Шарков А. Т., Тевлин С. А.* Тепловые и атомные электростанции. – М.: Атомиздат, 1975. – 495 с.
50. *Таги-заде Ф. Г.* Энергоснабжение городов. – М.: Стройиздат, 1992. – 320 с.
51. *Тепловое* оборудование и тепловые сети: Учеб. для вузов / Г. В. Арсеньев, В. П. Белоусов, А. А. Дранченко и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
52. *Тепловые* и атомные электрические станции: Справочник / Под общ. ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 601 с.
53. *Теплотехника* / Под общ. ред. В. И. Крутова. – М.: Машиностроение, 1986. – 426 с.
54. *Тищенко Н. Ф.* Охрана атмосферного воздуха. Расчет содержания вредных веществ и их распределения в воздухе: Справочник. – М.: Химия, 1991. – 362 с.
55. *Трухний А. Д., Лосев С. М.* Стационарные паровые турбины. – М.: Энергоиздат, 1981. – 455 с.
56. *Тупов В. Б.* Охрана окружающей среды от шума в энергетике. – М.: МЭИ, 1999. – 192 с.
57. *Христинич В. А., Тумановский А. Г.* Газотурбинные двигатели и защита окружающей среды. – К.: Техніка, 1983. – 142 с.
58. *Шнеэ Я. И., Капинос В. М., Котляр И. В.* Газовые турбины. – К.: Вища шк., 1976. – Т. 1. – 295 с.
59. *Шнеэ Я. И., Хайновский Я. С.* Газовые турбины: В 2 т. – К.: Вища шк., 1977. – Т. 2. – 279 с.
60. *Экология* города / Ф. В. Стольберг, В. Н. Ладыженский, В. А. Малярченко и др. – К.: Либра, 2000. – 464 с.
61. *Электроэнергетика* и природа. Экологические проблемы развития электроэнергетики / Под ред. Г. Н. Лялина и А. Ж. Резниковского. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 352 с.
62. *Энергетика* и охрана окружающей среды / Под ред. Н. Г. Залогина, Л. И. Кроппа и Ю. М. Кострикина. – М.: Энергия, 1979. – 351 с.

63. *Энергетические* установки и окружающая среда / В. А. Маляренко, Г. Б. Варламов, Г. А. Любчик и др. – Харьков: ХГАГХ, 2002. – 398 с.
64. *Эстеркин Р. И.* Противоаварийные тренировки в производственно-отопительных котельных. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 248 с.
65. *James C.Schlatter & ot.* Single-digit in a Full Scale Catalytic Combustion // ASME Paper No.97 – GT – 57 // 345 E. 47th St. – New York, N.Y. 10017, June 2-June 5, 1997. – 8 p.

Для нотаток

Для нотаток

Для нотаток

Навчальне видання

Варламов Геннадій Борисович
Любчик Геннадій Миколайович
Малярєнко Віталій Андрійович

ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ ТА ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ВИРОБНИЦТВА ЕНЕРГІЇ

Підручник

Редактор *Т. В. Камінська*
Коректори: *С. І. Крамаренко*
Т. В. Рибитва

Комп'ютерна
верстка *Д. О. Резніков*

Темплан 2003 р., поз. 1/2

Підп. до друку _____.2003. Формат 60×84¹/₁₆. Папір офс. Спосіб друку – офсет.
Ум. друк. арк. 13,48. Обл.-вид. арк. 22,43. Зам. № _____. Наклад 1000 пр.

Інформаційно-видавничий центр “Видавництво «Політехніка»” НТУУ «КПІ»
Свідоцтво про держреєстрацію ДК № 211 від 09.10.2000
03056, Київ-56, вул. Політехнічна, 14, корп. 15