

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет кораблебудування
імені адмірала Макарова

М. С. БОНДАРЕНКО, О. С. ЄЛЕОНСЬКА

ТЕПЛОВІ ТА АТОМНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ Й УСТАНОВКИ

Навчальний посібник

Рекомендовано Методичною радою НУК



ВИДАВНИЦТВО
НАЦІОНАЛЬНОГО УНІВЕРСИТЕТУ
КОРАБЛЕБУДУВАННЯ
ІМ. АДМІРАЛА МАКАРОВА

2025

УДК 621.311.2
Б81

Автори:

М. С. Бондаренко, канд. техн. наук, доцент НУК;
О. С. Єлеонська, старш. викладач НУК

Рецензенти:

С. І. Сербін, д-р техн. наук, професор;
В. С. Наливайко, канд. техн. наук, доцент НУК

Рекомендовано Методичною радою НУК

- Бондаренко М. С.**
Б81 Теплові та атомні електростанції й установки : навчальний посібник /
М. С. Бондаренко, О. С. Єлеонська. – Миколаїв : НУК, 2025. – 158 с.

Розглянуто питання класифікації теплових електростанцій (ТЕС) з різними типами первинних двигунів, фізичні процеси, що протікають в основному та допоміжному енергетичному обладнанні, наближені тепловобалансні розрахунки паротурбінних установок на органічному та ядерному паливі, розміщення енергетичного обладнання та принципи, що лежать в основі експлуатації ТЕС.

Призначено для студентів, що навчаються за спеціальністю 144 «Теплоенергетика» та вивчають одну з базових дисциплін «Теплові та атомні електростанції й установки».

УДК 621.311.2

ЗМІСТ

1. ОСНОВНІ ТИПИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ, ЇХ ПРИЗНАЧЕННЯ.....	6
2. ПІКОВІ ТА ГІДРОАКУМУЛЮЮЧІ СТАНЦІЇ. ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ.....	8
2.1. Графіки електричних навантажень електростанцій.....	8
2.2. Графіки теплових навантажень електростанцій.....	13
3. ТЕПЛОВА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ ЯК ПРОМИСЛОВЕ ПІДПРИЄМСТВО.....	17
3.1. Структура. Принципова технологічна схема.....	17
3.2. Паливно-газоповітряний тракт.....	19
3.3. Пароводяний тракт.....	20
3.4. Електрична частина.....	20
4. ПРИНЦИПОВІ СПРОЩЕНІ ТЕПЛОВІ СХЕМИ ЕС.....	21
4.1. Схеми КЕС на органічному та ядерному паливі.....	21
4.2. Теплові схеми атомних конденсаційних електростанцій (АКЕС).....	22
4.3. Схеми ТЕЦ.....	24
4.4. Принципові теплові схеми газотурбінних, комбінованих і дизельних електростанцій.....	27
5. АНАЛІЗ ФІЗИЧНИХ ПРОЦЕСІВ, ЩО ПРОТІКАЮТЬ В ОСНОВНОМУ ОБЛАДНАННІ.....	31
5.1. Склад основного обладнання. Призначення елементів.....	31
5.2. Термічний ККД циклу.....	32

5.3. Оцінка впливу основних параметрів циклу на ефективність роботи ПТУ. Вибір та обґрунтування параметрів.....	34
5.4. Початкова температура пари.....	35
5.5. Вплив початкового тиску.....	37
5.6. Кінцевий тиск (тиск пари в конденсаторі P_x).....	40
6. ПРОМІЖНИЙ ПЕРЕГРІВ ПАРИ.	
СЕПАРАЦІЯ ТА ПРОМІЖНИЙ ПЕРЕГРІВ ПАРИ В АЕС.....	42
6.1. Вплив проміжного перегріву пари на теплову економічність ПТУ.....	42
6.2. Газовий проміжний перегрів пари.....	44
6.3. Паровий проміжний перегрів пари.....	46
6.4. Проміжна сепарація пари і проміжне підведення тепла в циклах атомних електростанцій.....	47
7. РЕГЕНЕРАЦІЯ ТЕПЛА В ПТУ.....	50
7.1. Теоретичні передумови застосування регенерації тепла в ПТУ.....	50
7.2. Практичне застосування регенерації тепла в ПТУ.....	54
8. ВИЗНАЧЕННЯ ВИТРАТ РОБОЧОГО ТІЛА.	
УКРУПНЕНИЙ МАТЕРІАЛЬНИЙ БАЛАНС ПТУ.....	59
8.1. Визначення продуктивності парогенератора.....	59
8.2. Витрати пари на турбіну без регенеративних відборів.....	60
9. АНАЛІЗ РОЗПОДІЛУ	
МАТЕРІАЛЬНИХ І ТЕПЛОВИХ ПОТОКІВ.....	68
9.1. Матеріальні потоки паротурбінних електростанцій.....	68
9.2. Укрупнений тепловий баланс ПТУ на органічному паливі.....	73
10. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ.....	78
10.1. Вибір потужності електростанцій. Резерви потужності.....	78
10.2. Оцінка надійності роботи агрегатів і блоків. Вибір резервів потужності.....	81
10.3. Вибір основного обладнання електростанцій.....	83

11. ГЕНЕРАЛЬНИЙ ПЛАН ТЕС І АЕС.....	92
11.1. Загальні принципи розміщення електростанції. Вимоги до майданчиків.....	92
11.2. Генеральний план електростанції.....	96
11.3. Приклади компонувань генпланів електростанцій.....	100
12. КОМПОНОВКА ГОЛОВНОЇ БУДІВЛІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....	108
12.1. Типи компоновок головної будівлі.....	108
12.2. Загальні принципи компонування головної будівлі.....	110
12.3. Компонування головних будівель ТЕС.....	113
12.4. Типові проєкти головних будівель.....	119
12.5. Компонування головних будівель АЕС.....	134
13. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ.....	145
13.1. Загальні задачі експлуатації електростанцій.....	145
13.2. Організація ремонту обладнання.....	147
13.3. Режими експлуатації агрегатів і блоків.....	151
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	156

1. ОСНОВНІ ТИПИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ, ЇХ ПРИЗНАЧЕННЯ

Електричні станції призначені для вироблення електричної і теплової енергії для потреб промисловості країни та комунально-побутового постачання.

Залежно від джерела енергії (за давно прийнятою термінологією) розрізняють:

- теплові електростанції (ТЕС);
- гідроелектростанції (ГЕС);
- атомні електростанції (АЕС);
- інші електростанції.

До складу «інших» електростанцій входять:

- газотурбінні електростанції (ГТЕС);
- комбіновані газопаротурбінні (ГПТЕС);
- парогазотурбінні електростанції (ПГТЕС);
- дизельні електростанції (ДЕС).

Крім того, знаходять поки що порівняно не широке поширення гідроакумуючі електростанції (ГАЕС).

До теплових електростанцій (ТЕС) за традицією відносять паротурбінні електростанції з генератором робочого тіла – паровим котлом на органічному паливі: кам'яному вугіллі, природному газі, мазуті та похідних. Залежно від складу енергетичного обладнання вони поділяються на наступні:

- конденсаційні електростанції (КЕС);
- теплоелектроцентралі (ТЕЦ).

Останні (на відміну від КЕС) поряд з виробництвом електроенергії виробляють теплову енергію у вигляді гарячої

води й пари для потреб промислової і побутової теплофікації (у тому числі технологічних потреб).

АЕС за своєю суттю є також паротурбінними, проте як джерело теплоти використовують енергію, яка виділяється в результаті ланцюгової реакції поділу ядерного палива (в ядерному реакторі). Ядерний реактор з парогенератором і системами, що їх обслуговують, називають *парогенеруючою установкою* (ПГУ), яка виконує ту ж функцію, що й паровий котел у ТЕС.

За дещо застарілими даними частка турбінних електростанцій у сумарній виробленій електроенергії становила близько 95 %. Вироблення електроенергії різними типами електростанцій становила: КЕС – 43 %; ТЕЦ – 28 %; АЕС – 6 %; ГЕС – 13 %.

В Україні (дані вимагають щорічної корекції) частка вироблення електроенергії АЕС може складати близько 40...50 %.

КЕС, що працюють на органічному паливі, зазвичай будують поблизу місць видобутку палива; ТЕЦ – поблизу споживачів теплової енергії (промислових підприємств, житлових масивів); АЕС завжди будують поблизу споживачів електричної енергії, так як транспортування палива для них не відбивається на вартості електроенергії.

Залежно від складу обладнання, АЕС можуть бути конденсаційними (АКЕС) електростанціями і теплоелектроцентралями (АТЕЦ). Останні бажано (вважали раніше до Чорнобиля) розміщувати в безпосередній близькості від споживача теплової енергії – промислових підприємств і житлових масивів.

2. ПІКОВІ ТА ГІДРОАКУМУЛЮЮЧІ СТАНЦІЇ. ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ

2.1. Графіки електричних навантажень електростанцій

Загальна кількість електричної енергії, яка виробляється ЕС в кожен момент часу, практично збігається (з урахуванням втрат у мережі) з величиною її споживання.

Загалом сумарне електричне навантаження промислового району складається з навантаження, пов'язаного із забезпеченням виробничих споживачів електроенергії, приводів транспортних електродвигунів (залізничного й міського транспорту), освітлення і побутових потреб.

Величина складових сумарного навантаження залежить як від часу доби, так і від пори року (рис. 2.1).

Сумарний графік промислового та освітлювально-побутового навантаження показує наявність 2-х максимумів споживання електроенергії протягом доби. Крім цього, промислове навантаження різко знижується у вихідні та святкові дні (рис. 2.2).

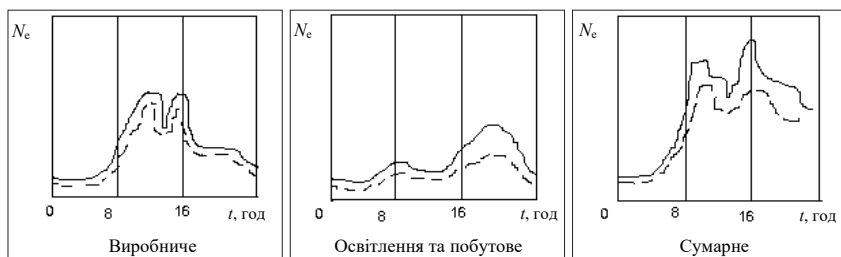


Рис. 2.1. Добові графіки електричного навантаження



Рис. 2.2. Характерний графік зміни електричного навантаження в робочі і неробочі дні тижня

Поряд з добовими графіками важливу роль відіграють також річні графіки електричного навантаження, зміна якого залежно від місяця може коливатися в межах 75...115 % від середнього.

Аналіз графіків електричного навантаження показує, що споживання електричної енергії відбувається достатньо нерівномірно. Для оцінки завантаження (використання) основного енергетичного обладнання використовують коефіцієнт використання максимуму $\mu_{\max}$, який називають також *коефіцієнтом заповнення графіка електричного навантаження*.

З визначення випливає, що $\mu_{\max} = E / (N_E^{\max} \cdot \tau_p)$, де E – загальна кількість електроенергії, яка вироблена за певний час роботи електростанції, кВт·год;

$N_E^{\max}$ – максимальне навантаження (потужність), кВт;

τ_p – розглянутий період роботи електростанції, год.

Чим вище значення $\mu_{\max}$, тим більш повно (ефективно) використовується основне енергетичне обладнання станції.

Якщо ЕС працює ізольовано, то її навантаження збігається із сумарним графіком споживання електроенергії

району, що обслуговується. З огляду на той факт, що встановлена потужність ЕС повинна відповідати максимальному сумарному електричному навантаженню (зима, 16-та година, не святковий і не вихідний день, рис. 2.1 і 2.2), то коефіцієнт використання максимуму $\mu_{\max}$ для ізольованої станції матиме відносно низькі значення.

Для збільшення ефективності роботи, збільшення коефіцієнта використання максимуму $\mu_{\max}$ (зрештою, просто збільшення коефіцієнта використання енергетичного обладнання) електростанції працюють на загальну енергетичну систему.

Це дозволяє значно вирівняти навантаження системи (різні часові пояси, кліматичні умови, різноманітність у часі піків споживання промислового навантаження тощо).

Через розпад СРСР Україна вийшла з ЄЕС з політичних мотивів, що природно призвело до погіршення показників ефективності роботи електростанцій. Наразі з'явилася інформація про включення ЄЕС України в загальну ЄЕС Європи.

Зазвичай у покритті річного графіка навантаження системи беруть участь електростанції різної економічності. Розподіл навантаження по окремих електростанціях (відповідно до загального графіка навантаження) має вестися таким чином, щоб забезпечити найбільш економічну роботу системи в цілому. Це досягається тим, що більш економічні електростанції (мають менші експлуатаційні витрати – витрати на паливо) завантажуються на більшу кількість годин на рік (і навпаки). Графік річних електричних навантажень наведений на рис. 2.3.

Електростанції, що працюють у режимі максимального навантаження значну частину року, і тим самим, які беруть участь у покритті нижньої частини графіка електричних навантажень, тобто в покритті базового навантаження, називають *базовими*.

Електростанції, які використовуються тільки протягом частини року для покриття пікового навантаження, називають *піковими електростанціями*.

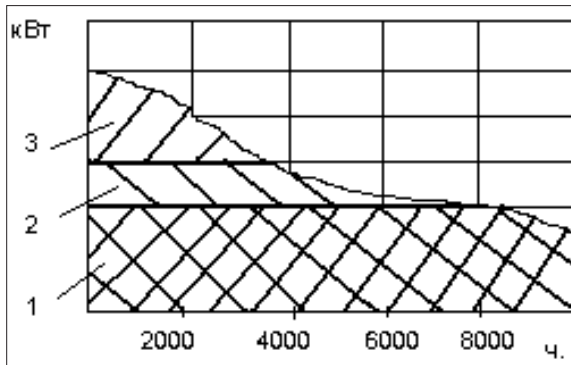


Рис. 2.3. Графік річних електричних навантажень:
1 – базове навантаження; 2 – проміжне; 3 – пікове навантаження

Електростанції, а також агрегати, що несуть проміжне навантаження (між базовим і піковим) часто називають *напівпіковими*. Напівпікові установки в разі зменшення загального електричного навантаження переводяться на знижене навантаження або виводяться в резерв.

Напівпікові установки можуть бути зупинені у вихідні і святкові дні.

Як базові електростанції використовуються зазвичай ТЕС і АЕС великої потужності.

На пікових ЕС доцільно використовувати агрегати, пристосовані до змінних навантажень, що відрізняються прийнятними маневровими характеристиками (часті пуски і зупинки). Вони включають до свого складу легкі, маневрені агрегати з невисокою вартістю, меншими вимогами до економічності (ККД), так як тривалість їх використання невелика. Тут досить добре виглядають газотурбінні і комбіновані (газопаротурбінні) ЕС, а також гідроакumuлюючі ЕС.

Однією з основних (важливих) характеристик ЕС є встановлена потужність або сума номінальних потужностей усіх турбоагрегатів.

Номінальна потужність – це потужність за якої турбогенератор може працювати тривалий час на режимах, установлених технічними умовами (ТУ).

Для оцінки напруженості роботи ЕС вводять коефіцієнт використання встановленої потужності (за способом визначення – середньорічний):

$$\mu_{\text{уст}} = \frac{E_{\text{год}}}{N_{\text{Е}}^{\text{уст}} \cdot \tau_{\text{г}}},$$

де $\tau_{\text{г}} = 8760$ – кількість годин у році;

$E_{\text{год}}$ – річний виробіток електроенергії за рік, МВт×год;

$N_{\text{Е}}^{\text{уст}}$ – установлена потужність, МВт.

Роботу ЕС можна характеризувати також кількістю годин використання встановленої потужності (середньозважене річне):

$$\tau_{\text{уст}} = \frac{E_{\text{год}}}{N_{\text{Е}}^{\text{уст}}}, \quad E_{\text{год}} = N_{\text{Е}}^{\text{уст}} \cdot \tau_{\text{уст}}.$$

Взаємозв'язок між $\mu_{\text{уст}}$ і $\tau_{\text{уст}}$ можна визначити з двох останніх виразів:

$$\mu_{\text{уст}} = \frac{N_{\text{Е}}^{\text{уст}} \cdot \tau_{\text{уст}}}{N_{\text{Е}}^{\text{уст}} \cdot \tau_{\text{г}}} = \frac{\tau_{\text{уст}}}{\tau_{\text{г}}} = \frac{\tau_{\text{уст}}}{8760}.$$

Кількість годин використання встановленої потужності залежить від призначення електростанції (режиму її роботи):

для базових ЕС – $\tau_{\text{уст}} = 6000 \dots 7000$ год/рік;

для пікових ЕС – $\tau_{\text{уст}} = 2000 \dots 3000$ год/рік.

2.2. Графіки теплових навантажень електростанцій

Теплова енергія, що виробляється електростанцією, використовується для наступних потреб:

- забезпечення технологічних процесів і приводу енергетичних (силових) установок промисловості;
- опалення і вентиляції виробничих, житлових і громадських будівель;
- кондиціонування повітря;
- побутових потреб.

Для виробничих цілей зазвичай потрібна насичена паратиском від 0,2 до 1,6 МПа. Однак для зменшення втрат під час транспортування, зокрема, для запобігання необхідності безперервного дренування води (конденсату) з комунікацій, електростанції для цих потреб відпускають слабо перегріту пару.

Для опалення, вентиляції та побутових потреб ТЕЦ зазвичай подають гарячу воду з температурою від (70) 110 до 180 °С.

Відпуск теплоти (теплове навантаження ЕС) на виробничі процеси й побутові потреби (гаряче водопостачання) практично слабо залежать від температури зовнішнього повітря. Разом з тим це навантаження (так само, як і промислове електричне навантаження) улітку трохи менше, ніж узимку (отримання гарячої води влітку супроводжується меншими витратами теплової енергії, ніж узимку).

Промислове й побутове теплове навантаження дуже різко змінюються протягом доби (рис. 2.4).

До того ж середньодобове теплове навантаження ЕС, що використовується для побутових потреб у кінці тижня і в передсвяткові дні, значно вище, ніж у звичайні робочі дні тижня (рис. 2.5).

Відпуск теплоти на опалення, вентиляцію та кондиціонування повітря цілком залежить від температури зовнішнього повітря, тобто має сезонний характер.

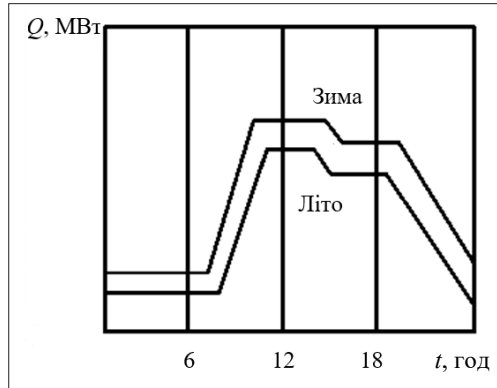


Рис. 2.4. Графік добового теплового навантаження підприємств

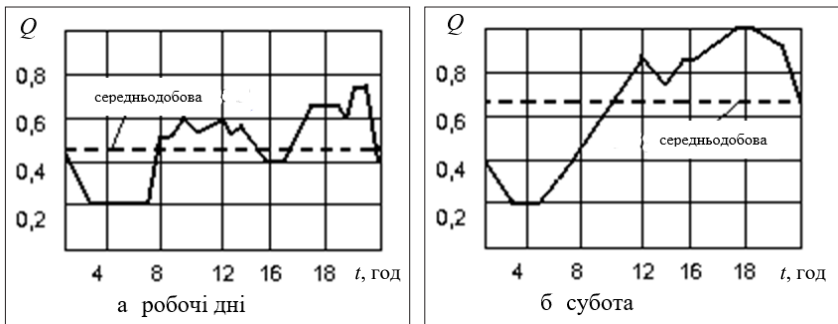


Рис. 2.5. Добові графіки витрат тепла на побутові потреби району

Витрати теплоти на опалення і вентиляцію досягають максимальних значень узимку і повністю відсутні влітку. На кондиціювання повітря тепло витрачається тільки влітку.

За незначних коливань температури зовнішнього повітря, витрати теплоти на опалення і вентиляцію житлових приміщень протягом доби зберігаються практично постійними.

У тих же умовах опалювальне навантаження громадських будівель і промислових підприємств протягом доби може помітно змінюватися та істотно знижуватися в неробочі дні

тижня. Вентиляційне навантаження в неробочий час взагалі відключається з метою економії.

На рис. 2.6 і 2.7 наведені річні графіки опалювального (рис. 2.6) і сумарного (рис. 2.7) теплового навантаження.

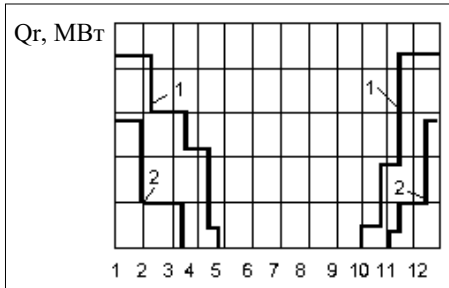


Рис. 2.6. Річний графік опалювального навантаження:
1 – max значення;
2 – min значення

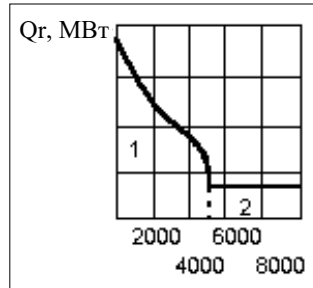


Рис. 2.7. Сумарний річний графік теплового навантаження за тривалістю:
1 – опалювальний період;
2 – літній період

За сумарним річним графіком теплового навантаження, за тривалістю вводять поняття – кількість годин використання максимуму цього навантаження з наступного співвідношення:

$$\tau_{\max} = Q_{\Gamma} / Q_{\max},$$

де Q_{Γ} – загальна кількість тепла, відпущеного станцією протягом року, ГДж/рік;

$Q_{\max}$ – максимальне теплове навантаження, ГДж/рік.

Із аналогічних співвідношень можна визначити кількість годин використання максимуму опалювально-побутового $\tau_{\max}^{\text{от-б}}$ та промислового $\tau_{\max}^{\text{п}}$ навантаження: для промислового теплового навантаження $\tau_{\max}^{\text{п}}$ може досягати 6000 год/рік, для $\tau_{\max}^{\text{от-б}} = 2500 \dots 4000$ год/рік.

Промислове теплове навантаження збільшує кількість годин використання максимуму загального теплового навантаження. Однак для великих міських і приміських ТЕЦ основним видом теплового навантаження є опалювальне. Причому споживачі тепла отримують пару та гарячу воду зазвичай від однієї і тієї ж електростанції. Тому розподіл теплових навантажень може проводитися лише між агрегатами цієї станції (а не між агрегатами групи електростанцій, об'єднаних в енергетичну систему).

3. ТЕПЛОВА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ ЯК ПРОМИСЛОВЕ ПІДПРИЄМСТВО

3.1. Структура. Принципова технологічна схема

Теплова електростанція являє собою досить складне промислове підприємство. Функціональну схему паротурбінної ТЕС можна представити таким чином:



Рис. 3.1. Функціональна схема паротурбінної ТЕС

Технологічна схема ТЕС дозволяє визначити склад підрозділів, їх взаємозв'язок і загальну послідовність технологічних процесів вироблення теплової та електричної енергії.

До складу ТЕС (паротурбінної) зазвичай входять:

- господарство паливне (ГП);
- пристрій для підготовки палива (ПП);
- парогенеруючі агрегати (ПА);
- тяговдувна установка (ТВУ);
- пристрій шлакозоловидалення (ШЗВ);
- тепловий двигун (ТД);
- конденсатно-живильна система;
- система технічного водопостачання (ТВ);

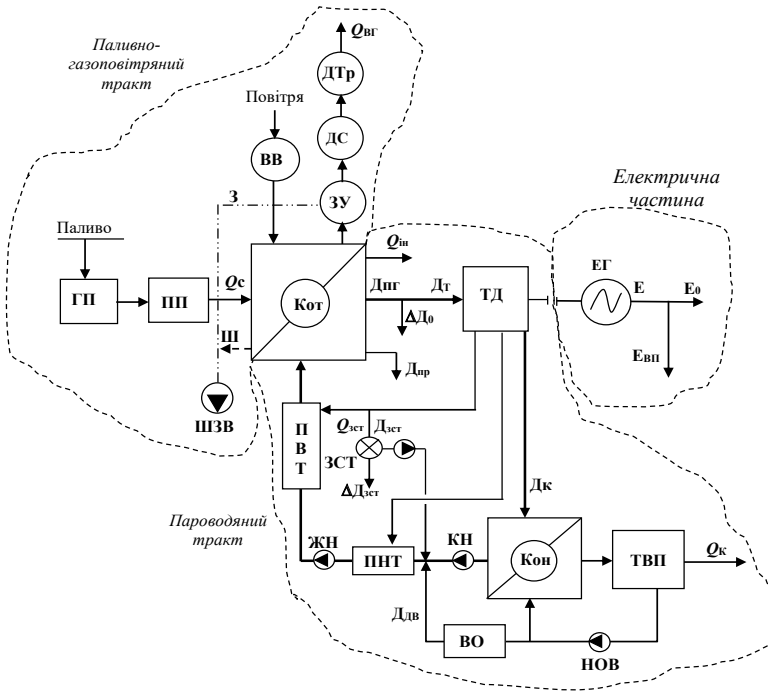


Рис. 3.2. Принципова технологічна схема електростанції

ГП – господарство паливне

ПП – підготовка палива

ЗУ – золоуловлювач

ДС – димосос

ДТр – димова труба

З – зола

Ш – шлак

ШЗВ – шлакозоловидалення

Q_c – витрати тепла на станцію

D_t – витрати пари на турбіну

ΔD_o – продувка ПГ

$D_{ст}$ – витрати пари на зовнішній споживач тепла

$D_{лв}$ – витрати додаткової води

E_o – відпущена електроенергія

$Q_{ст}$ – відпуск тепла зовнішньому споживачеві;

Q_k – витрати тепла в конденсорі

ВВ – вдувний вентилятор

ТВУ – тяговдувна установка

ТД – тепловий двигун

ЕГ – електрогенератор

ТВП – технічне водопостачання

НОВ – насос охолоджуючої води

ЗСТ – зовнішній споживач тепла

ВО – водообробка

$D_{пр}$ – продуктивність ПГУ (котлів)

ΔD_o – втрати свіжої пари

D_k – витрати пари на конденсор

$\Delta D_{ст}$ – втрати пари (конденсату) зовнішнім споживачем тепла

E – вироблена електроенергія

$E_{вп}$ – витрати електроенергії на власні потреби

$Q_{вт}$ – втрати тепла з відхідними газами

$Q_{ш}$ – інші втрати тепла в ПГ

- система водообробки (водоочищення) (ВО);
- система видачі теплоти теплоспоживачам (СВТ);
- електрогенератор (ЕГ) тощо.

Принципова технологічна схема паротурбінної ТЕС подана на рис. 3.2.

3.2. Паливно-газоповітряний тракт

Господарство паливне (ГП) включає в себе приймально-розвантажувальні пристрої, транспортні механізми, паливні склади (твердого та рідкого палива), пристрої для попередньої обробки твердого палива (дробильні установки). Мазутне господарство включає в себе сховища, перекачувальні насоси, підігрівачі палива. Газове господарство має найбільш просте за своїм складом обладнання.

Підготовка палива (ПП). Тверде паливо піддається розмеленню і сушці в пилоприготувальній установці, розташованій поблизу парогенераторів (ПГ), або використовується централізоване приготування пилу на пилозаводі. Мазут може піддаватися підігріву й фільтрації (гомогенізації); газ – зазвичай редукуванню.

Димові гази відсмоктуються димососом і відводяться через димові труби. Негорюча частина палива випадає в топці у вигляді шлаку (Ш), а «летюча» зола вловлюється золоуловлювачем. Усе це видаляється за межі станції гідравлічним способом на золовідвали.

Повітря для спалювання палива подається в топку вдувним вентилятором. Усе це разом (ДС, ДТр, ВВ) називають тягловдувною установкою ТДУ.

Під час спалювання мазуту й газу золоуловлювачі не потрібні. ПГ до того ж часто проєктують з надмірним тиском (0,01 МПа) у топці і газоходах. У цьому випадку замість вдувних вентиляторів використовують повітродувки, димососи в цьому випадку не потрібні.

3.3. Пароводяний тракт

Перетворення теплової енергії, що виділилася в результаті згоряння палива для отримання пари високих параметрів, енергія якої використовується для отримання механічної енергії в тепловому двигуні (ПТ) і теплової енергії для відпустки стороннім споживачам.

3.4. Електрична частина

Призначена для перетворення механічної енергії обертання ротора турбіни в електричну енергію, що виробляється електрогенератором.

4. ПРИНЦИПОВІ СПРОЩЕНІ ТЕПЛОВІ СХЕМИ ЕС

4.1. Схеми КЕС на органічному та ядерному паливі

Принципові теплові схеми конденсаційних електростанцій на органічному паливі з п'ятиступеневим регенеративним підігрівом живильної води без проміжного і з проміжним перегрівом пари представлені на рис. 4.1 і 4.2.

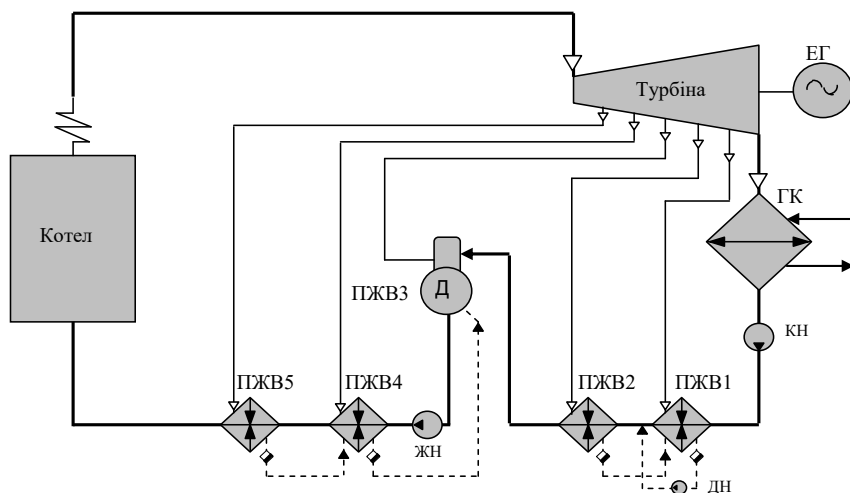


Рис. 4.1. Принципова теплова схема паротурбінної КЕС на органічному паливі без проміжного перегріву пари

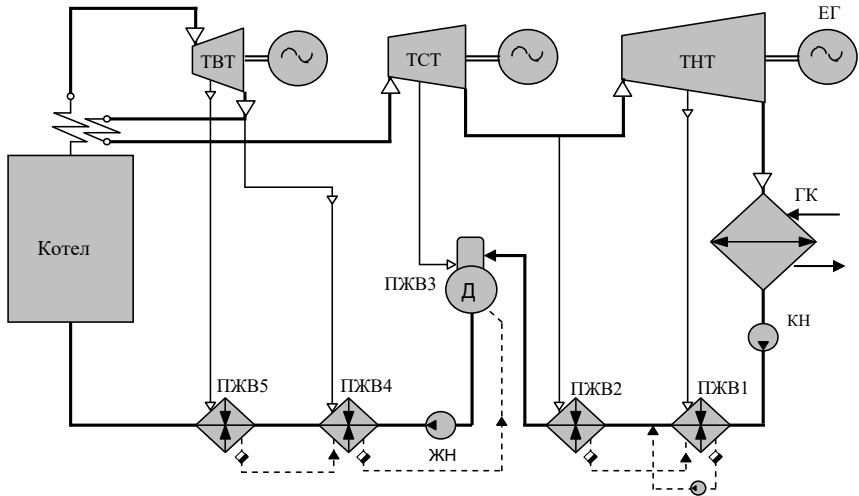


Рис. 4.2. Принципова теплова схема паротурбінної КЕС на органічному паливі з проміжним перегрівом пари

Тут і далі використані наступні скорочення: ПЖВ – підігрівач живильної води; Д – деаератор; КН, ЖН, ДН – відповідно конденсатний, живильний і дренажний насоси; ГК – головний конденсатор; ЕГ – електрогенератор.

Конденсаційні електростанції великої потужності на органічному паливі на сьогодні використовують перегріту пару з високими початковими параметрами (температурою і тиском) та низьким кінцевим тиском у конденсаторі.

4.2. Теплові схеми атомних конденсаційних електростанцій (АКЕС)

АЕС можуть бути одно-, дво- і триконтурні (рис. 4.3...4.5).

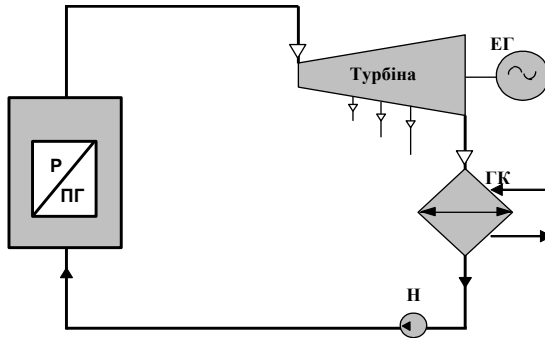


Рис. 4.3. Одноконтурна АЕС

Короткий коментар. Практично все енергетичне обладнання повинно мати біологічний захист від радіоактивного випромінювання. Проблеми з обслуговуванням.

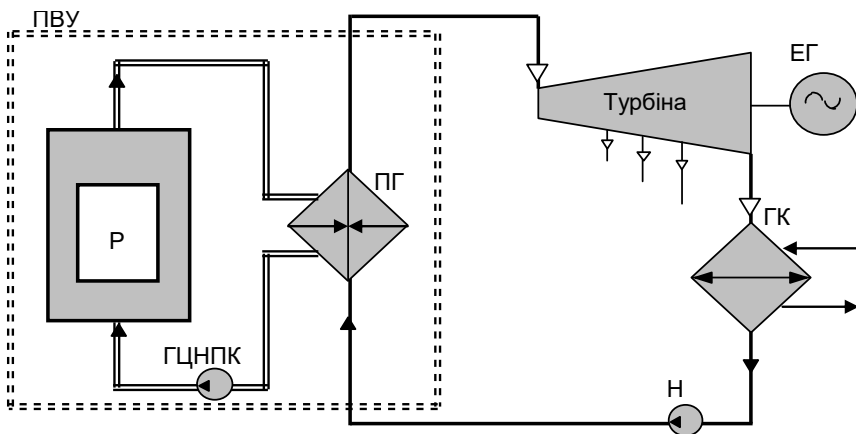


Рис. 4.4. Двоконтурна АЕС

Короткий коментар. Водохолоджені реактори. Як теплоносій використовується вода (чиста), що не змінює фазового стану. Біологічний захист має паровиробна установка.

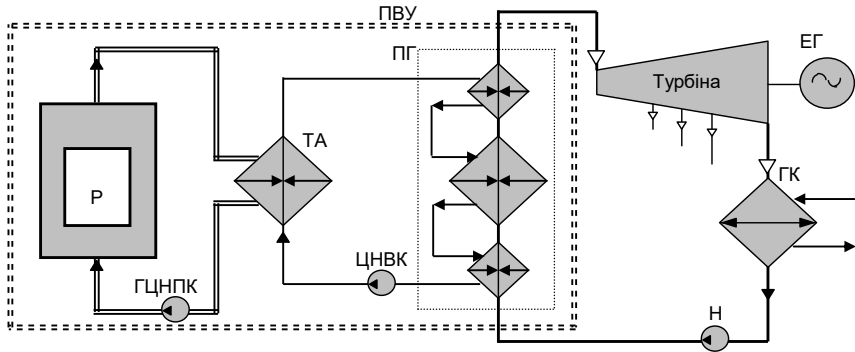


Рис. 4.5. Триконтурна АЕС

Короткий коментар. Використовується під час застосування рідкометалічного теплоносія (наприклад, натрію) для виключення його контакту з водою.

У робочій частині АЕС найбільш широко використовується насичена пара. Навіть в одноконтурній схемі перегрів пари безпосередньо в ЯР ускладнює конструкцію реактора (знижує його надійність). Найбільшою надійністю відрізняються двоконтурні схеми з водо-водяними реакторами тиску (ВВРТ) (рис. 4.4). У цьому випадку можна використовувати слабоперегріту пару. Для зниження вологості пари в процесі його розширення в турбіні використовують міжконтурну сепарацію вологи, проміжне підведення теплоти. (Ці заходи на рисунках поки не показані).

4.3. Схеми ТЕЦ

Теплоелектроцентралі призначені як для відпуску електроенергії, так і тепла, можуть включати до свого складу парові турбіни з протитиском або конденсаційні з регульованими відборами пари.

Під час використання турбін з протитиском (типу Р) уся відпрацьована пара подається тепловому споживачеві (наприклад, підігрівнику мережної води – ПМВ, бойлеру або технологічним споживачам) рис. 4.6.

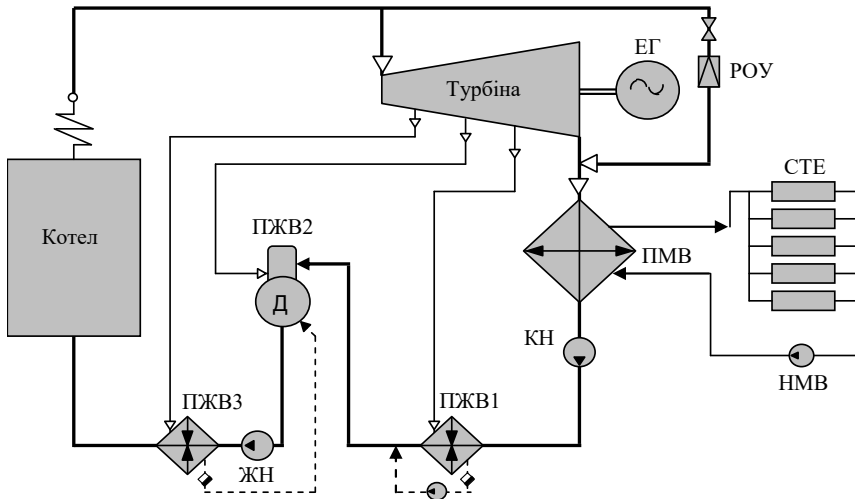


Рис. 4.6. Теплова схема ТЕЦ з турбіною, що працює на протитиск

Для цієї схеми існує чіткий взаємозв'язок між кількістю виробленої електроенергії і витратою пари на сторонній споживач. При зниженні потреб в електроенергії (припустимо) і незмінному тепловому навантаженні ПМВ слід відвести окремо частину пари через РОУ (повз турбіну). У разі збільшення потреб в електроенергії (і зменшенні потреб у тепловій енергії) їх можна задовольняти за рахунок роботи конденсаційних електростанцій.

Установка може працювати досить ефективно тільки в тому випадку, якщо вона розрахована на роботу за стабільного теплового навантаження, яке найбільш представницьке протягом року.

В установках з турбінами конденсаційного типу, що мають регульовані відбори, вироблення електроенергії

і відпуск теплоти можуть змінюватися в досить широких межах незалежно одне від одного. До того ж повна номінальна електрична потужність, якщо це потрібно, може бути досягнута за повної відсутності теплового навантаження. Турбіни такого типу можуть мати від одного до трьох регульованих відборів.

За одного регульованого відбору пара, що відводиться від турбіни, може надходити на виробничі потреби (турбіни типу П) або на теплофікацію (турбіни типу Т) рис. 4.7.

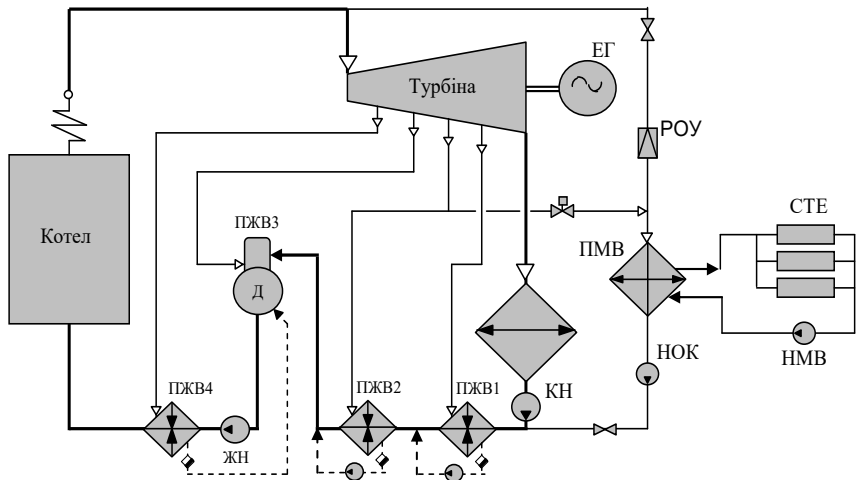


Рис. 4.7. Теплова схема ТЕЦ з регульованим відбором у турбіні

Атомні ТЕЦ також можуть мати турбіни з протитиском (практично не використовуються) або конденсаційні з регульованими відборами. Ефективною може бути схема з віддачею тепла від теплоносія на виході з ПГ. У разі зниження температури теплоносія збільшується теплова потужність реактора. До того ж необхідно уникнути навіть імовірності радіоактивного зараження пари або води, що передають теплоту споживачу.

Навіть за двоконтурних схем з ВВРТ прямий відпуск пари з відборів турбін неприпустимий (можливе надходження радіоактивного ТНПК у робочий контур із-за протічок у ПГ). Для цих цілей використовуються парогенератори низького тиску (ПГНТ) – пароперетворювачі.

4.4. Принципові теплові схеми газотурбінних, комбінованих і дизельних електростанцій

4.4.1. Газотурбінні ЕС простого циклу

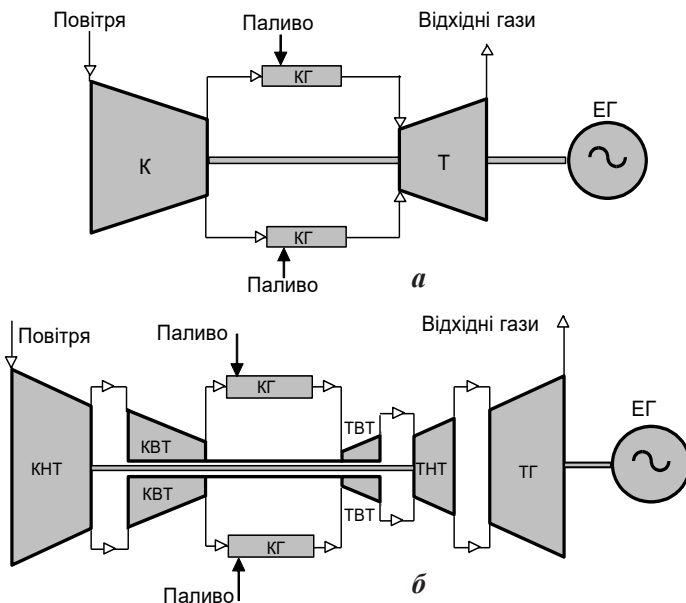


Рис. 4.8. Принципові схеми газотурбінних електростанцій:
 а – одновальна ГТУ; б – тривальна ГТУ

(Короткий коментар з питань застосування ГТУ у стаціонарній енергетиці, їх порівняльними техніко-економічними показниками).

4.4.2. Газотурбінні ЕС складних циклів

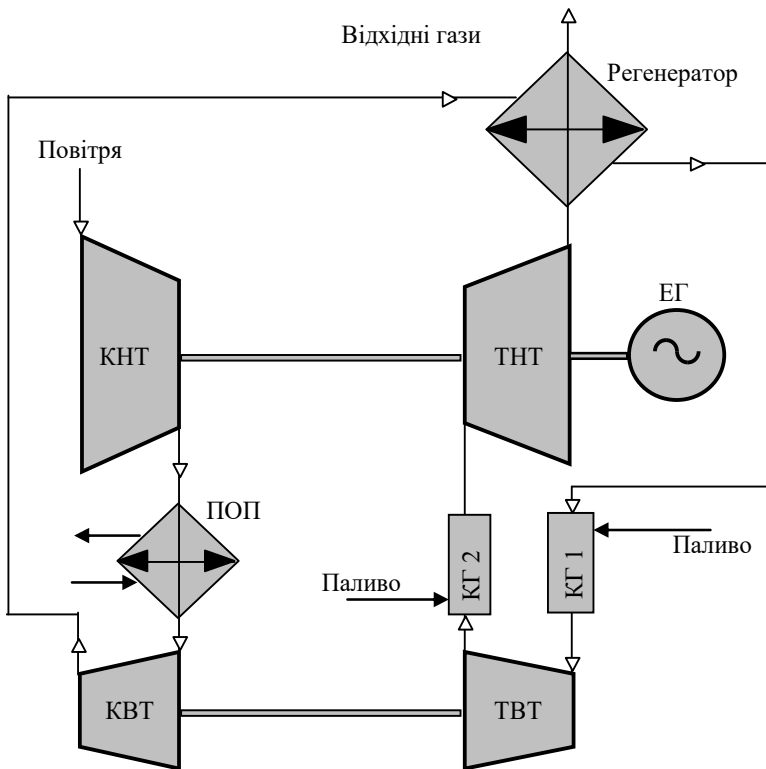


Рис. 4.9. Принципова теплова схема ГТЕС з регенерацією, проміжним охолодженням повітря і проміжним підведенням теплоти на лінії розширення



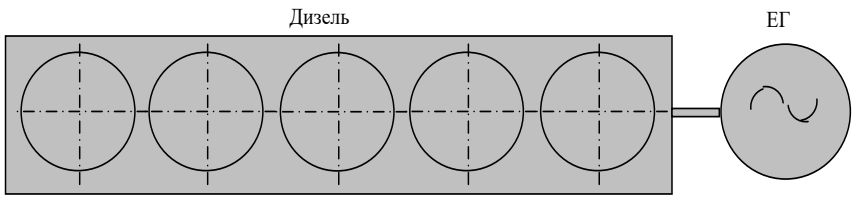


Рис 4.12. Принципова схема дизельної електростанції

Короткий коментар. МОД, СОД, ВОД, системи, які обслуговують двигун, утилізація.

надходить у котел з метою вироблення пари високих параметрів (ізобарний процес підведення тепла 3'–4–5–1 до того ж температура робочого тіла збільшується від T_3 до T_1).

Турбіна забезпечує перетворення внутрішньої енергії пари в механічну енергію обертання ротора турбіни (з подальшою передачею її електрогенератору), (процес 1–2, на рис. 5.1,б – адіабатний (ізоентропний), у реальній установці – політропний); процес розширення від тиску P_1 до P_x .

Конденсатор (підігрівач мережної води) слугує для конденсації пари (перетворення її в воду) з метою зменшення витрат енергії на підвищення тиску робочого тіла під час повернення його в котел з тиском P_K . Робота насоса зводиться до проштовхування рідини (яка практично не стискується) у парогенератор. Вона (робота) набагато менше роботи стискування компресора (якби він стискав пару, що розширилась у турбіні). Процес протікає в результаті відведення теплоти від пари до холодного джерела.

5.2. Термічний ККД циклу

Ефективність перетворення теплової енергії в механічну в ідеальному циклі оцінюють за допомогою термічного ККД, який загалом (для будь-якої теплової машини) являє собою

$$\eta_t = \frac{q_1 - q_2}{q_1} = 1 - \frac{q_2}{q_1}.$$

Тут q_1 і q_2 – відповідно, кількість підведеного тепла в циклі (від гарячого джерела) і відведеного холодного. Величина $(1 - \eta_t)$ являє собою відносну величину втрат теплоти холодного джерела відповідно до 2-го закону термодинаміки – $\frac{q_2}{q_1}$.

Для циклу Ренкіна: $q_1 = I_1 - i_3$; $q_2 = I_2 - i_3$, де I_1 , I_2 і i_3 , i_3 – ентальпії пари і води; пари – на початку і кінці процесу розширення в турбіні; води (конденсату) – на вході і виході з насоса, кДж/кг.

Величина $i_3 - i_3 = \Delta h_{\text{пн}}$ – являє собою збільшення ентальпії води в насосі, залежить від ступеня підвищення тиску і може становити 10...30 кДж/кг.

З урахуванням наведеного вище, термічний ККД циклу Re може бути представлений як

$$\eta_t = \frac{I_1 - i_3 - I_2 + i_3}{I_1 - i_3} = \frac{(I_1 - I_2) - (i_3 - i_3)}{(I_1 - i_3) - (i_3 - i_3)} = \frac{H_a - \Delta h_{\text{пн}}}{I_1 - i_3 - \Delta h_{\text{пн}}}.$$

Ураховуючи, що $\Delta h_{\text{пн}} \ll H_a$, термічний ККД циклу можна представити з деяким наближенням:

$$\eta_t \cong \frac{H_a}{I_1 - i_3}.$$

Після нескладних перетворень вираз для термічного ККД циклу Ренкіна набуває наступного вигляду:

$$\eta_t = \frac{H_a}{I_1 - I_2 + I_2 - i_3} = \frac{H_a}{H_a + I_2 - i_3} = \frac{H_a}{H_a + q_2} = \frac{1}{1 + \frac{q_2}{H_a}};$$

$$\eta_t = \frac{H_a}{H_a + q_2}.$$

5.3. Оцінка впливу основних параметрів циклу на ефективність роботи ПТУ. Вибір та обґрунтування параметрів

Вибір параметрів робочого тіла паротурбінної ТЕС є досить складною оптимізаційною задачею. Параметри істотно впливають на теплову економічність, вартісні й масогабаритні показники, економічну ефективність ЕС загалом.

Розглянемо вплив початкових і кінцевих параметрів робочого циклу на прикладі конденсаційної електростанції.

Теплова економічність КЕС може бути оцінена за допомогою ефективного ККД електростанції:

$$\eta_{e,KEC} = \frac{N_E}{Q_T},$$

де N_E – електрична потужність електростанції, МВт;

Q_T – кількість теплоти, що виділилася під час згорання палива (в одиницю часу), МВт.

Ефективний ККД електростанції враховує весь ланцюжок втрат під час перетворення теплової енергії в електричну. Його можна представити у вигляді співмножників:

$$\eta_{e,KEC} = \eta_{пг} \cdot \eta_t \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{мт} \cdot \eta_{ку} \cdot \eta_{пер} \cdot \eta_{г} \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_{вп};$$

$\eta_{пг}$ – ККД парогенератора зазвичай ураховує втрати з відхідними з котла газами, втрати від неповноти згорання палива, втрати від конвективного і променистого теплообміну з навколишнім середовищем нагрітих частин котла ($\eta_{пг} = 0,95 \dots 0,96$);

η_{oi} – внутрішній відносний ККД турбіни, що враховує втрати у проточній частині турбіни під час перетворення внутрішньої енергії пари в механічну енергію обертання ротора турбіни: втрати на тертя робочого тіла об стінки каналу проточної частини (направляючого апарату, робочих лопаток);

втрати від перетікання робочого тіла в радіальному та осевих зазорах, втрати на вихроутворення, втрати від роботи турбіни у вологій парі (його значення може становити $\eta_{oi}=0,86\dots 0,87$);

η_{mt} – механічні втрати в підшипниках турбіни ($\eta_{mt}=0,990\dots 0,995$);

η_{ky} – коефіцієнт, що враховує вплив втрат у кінцевих ущільненнях турбіни на теплову економічність установки ($0,98\dots 0,99$);

$\eta_{пер}$ – втрати енергії в передачі потужності від турбіни до генератора (якщо це непряма передача);

η_r – електричний ККД генератора ($\eta_r=0,95\dots 0,97$);

$\eta_{тр}$ – коефіцієнт, що враховує вплив втрат під час руху пари у трубопроводах (головному паропроводі, на вихлопі в конденсатор тощо);

$\eta_{вп}$ – коефіцієнт, що враховує вплив витрат пари на власні потреби.

Початкові і кінцеві параметри робочого тіла (пари) найбільш істотний вплив роблять на термічний ККД циклу (η_t) і внутрішній відносний ККД турбіни (η_{oi}).

5.4. Початкова температура пари

Розглянемо вплив початкової температури пари (на вході в паротурбінний двигун) t_0 на термічний ККД циклу.

З курсу термодинаміки відомо, що η_t можна визначити як функцію середньотермодинамічних (середньоінтегральних) температур підведення і відведення теплоти в циклі. Тут використовується властивість s - T діаграми, що дозволяє визначити кількість підведеного (відведеного) тепла в процесі, площею під процесом із заміною криволінійної трапеції прямокутником, рівним їй за площею (рис. 5.2): $q = T_{ср.під} \cdot \Delta s_{1-2}$.

Тут $T_{ср.під}$ – середньотермодинамічна температура підведення теплоти в процесі, визначається як: $T_{ср.під} = \frac{q}{\Delta s_{1-2}}$.

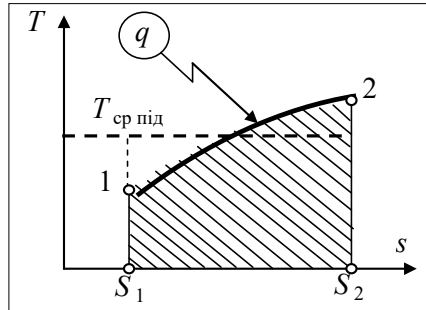


Рис. 5.2. До визначення середньотермодинамічної температури підведення теплоти

Тоді для циклу Ренкіна: $q_1 = T_{\text{ср.під}} \times \Delta s_{2-3}$; $q_2 = T_{\text{ср.від}} \times \Delta s_{2-3}$.

Після скорочення на Δs_{2-3} отримаємо такий вираз для термічного ККД:

$$\eta_t = 1 - \frac{q_2}{q_1} = 1 - \frac{T_{\text{ср.від}}}{T_{\text{ср.під}}}.$$

Останній вираз справедливий для циклу будь-якого теплового двигуна.

Розглянемо два цикли Ренкіна за змінних значень початкової температури пари, причому $t_{0'} > t_0$ і незмінних P_x і P_0 (рис. 5.3,а): початковий цикл 1–2–3–4–5–1 і новий цикл 1'–2'–3–4–5–1'.

Простий аналіз цих двох циклів показує, що η_t з ростом t_0 збільшується, так як зростає середньотермодинамічна температура підведення теплоти в циклі (зокрема, у процесі 5–1') за незмінною $T_{\text{ср. від}}$.

Підвищення t_0 приводить до зниження щільності пари на вході в турбіну, отже, η_{oi} підвищується, тому що зменшуються відносні величини втрат у проточній частині турбіни:

на тертя, вентиляцію; від перетікання в радіальному зазорі; від роботи турбіни у вологій парі (процес розширення зміщується в область більш сухої пари).

Висновки:

1. Підвищення t_0 (за незмінних значень P_x і P_0) приводить до збільшення як η_i , так і η_{oi} , а отже, збільшення теплової економічності електростанції в цілому.

2. За тепловою економічністю межа збільшення початкової температури відсутня (чим вище t_0 , тим краще).

Проте верхня межа підвищення початкової температури пари існує. Допустиме значення t_0 залежить від властивостей металу поверхні теплопередачі пароперегрівача:

- для сталі перлітного класу – $t_0 \leq 540$ °С;
- для сталі аустенітного класу – $t_0 \leq 600 \dots 650$ °С.

Це найвищі значення температур, які можуть бути досягнуті без прояву руйнувань від міжкристалічної ванадієвої (високотемпературної) корозії в умовах тривалої експлуатації.

5.5. Вплив початкового тиску

Зміна початкового тиску має неоднозначний вплив на теплову економічність установки. Збільшення тільки початкового тиску, за незмінних початкової температури і кінцевого тиску пари в конденсаторі P_x (рис. 5.3,б), приводить до суттєвого зростання термічного ККД циклу, так як відбувається підвищення середньотермодинамічної температури підведення теплоти у всіх процесах, що протікають у котлі: на економайзерній ділянці 3–4', випарній 4'–5' і пароперегрівній 5'–1'.

Проте процес розширення пари в турбіні зміщується вліво – в область підвищеної вологості пари, що супроводжується зниженням внутрішнього відносного ККД турбіни (низького тиску).

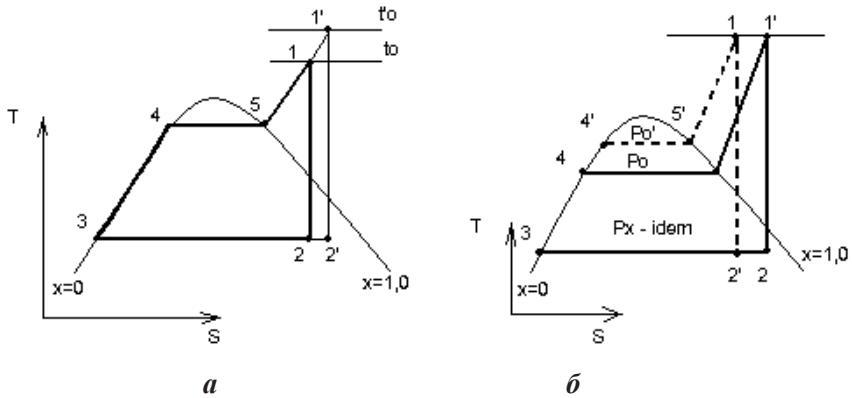


Рис. 5.3. До визначення впливу початкових параметрів пари (температури та тиску) на теплову економічність установки

Щільність пари на вході в турбину високого тиску збільшується, зростає відносна величина втрат на тертя робочого тіла, на перетікання в зазорах. Отже, внутрішній відносний ККД турбіни високого тиску (як і турбоустановки загалом) знижується.

Робота турбіни у вологій парі супроводжується додатковими втратами енергії:

- пов'язаними із спотворенням поля швидкостей робочого тіла на вході в лопатковий апарат (вплив крапель вологи, що значно відрізняються за масою і швидкістю від частинок пари);

- на дроблення крапель вологи і плівки конденсату, що утворюється у проточній частині турбіни (їх гальмуючий вплив на робочі лопатки);

- пов'язаними зі зміною (викривленням) профілів робочих лопаток у результаті їх ерозійного зносу.

Збільшення вологості пари на 1 % зазвичай супроводжується зниженням внутрішнього відносного ККД турбіни η_{oi} також приблизно на 1 %.

Для забезпечення нормативного терміну служіння точної частини турбіни без помітного ерозійного зносу вологість пари у процесі розширення не повинна перевищувати 14 %. За різними літературними джерелами, допустима вологість пари в кінці процесу розширення лежить у діапазонах від 8...12 до 10...14 %.

Спряжені параметри пари. Збільшення тільки t_0 (за незмінного початкового тиску) зміщує процес розширення пари в область більш сухої пари; збільшення P_0 (за незмінної початкової температури t_0) зміщує процес розширення в область більш вологої пари. До того ж існують вимоги щодо допустимої вологості пари, що свідчить про необхідність під час обґрунтування початкових параметрів пари враховувати їх взаємозв'язок – «спряженість».

Спряжені параметри пари – це таке поєднання значень початкових температури і тиску, яке забезпечує вологість пари в кінці дійсного процесу розширення в межах допустимої.

Спряженість початкових параметрів пари обумовлює необхідність спільного вибору температури і тиску. Для існуючих паротурбінних установок початкові (зв'язані) параметри пари можуть становити:

Для ПТУ без проміжного перегріву пари

$t_0 = 500...510$ °С при $P_0 = 6...8$ МПа;

$t_0 = 530...540$ °С при $P_0 = 10...14$ МПа.

Для ПТУ з проміжним перегрівом пари

$t_0 = 530...560$ °С при P_0 до 23,5 МПа.

5.6. Кінцевий тиск (тиск пари в конденсаторі P_x)

Зниження тиску в конденсаторі супроводжується істотним зменшенням втрат у холодному джерелі q_2 . На рис. 5.4,*a* наведено два цикли, що відрізняються кінцевим тиском: початковий цикл: 1–2–3–4–5–1 і новий цикл – 1–2'–3'–4–5–1 з тиском у конденсаторі нижче, ніж у попередньому.

Зниження кінцевого тиску приводить до збільшення термічного ККД циклу, так як одночасно істотно зменшуються втрати в конденсаторі. Причому темп зростання термічного ККД значно перевершує темп зниження внутрішнього відносного ККД турбіни. Отже, теплова ефективність установки в цілому підвищується.

Обмеження зниження тиску в конденсаторі за тепловою економічністю відсутні (чим нижче P_x , тим краще, у межі – абсолютний нуль). Проте тиск конденсації відмінний від нуля. Чим це лімітується?

Тут необхідно розглянути фізичні процеси, що протікають у конденсаторі, – процеси теплообміну між охолоджуючим середовищем і парою, що конденсується (рис. 5.4,*б*).

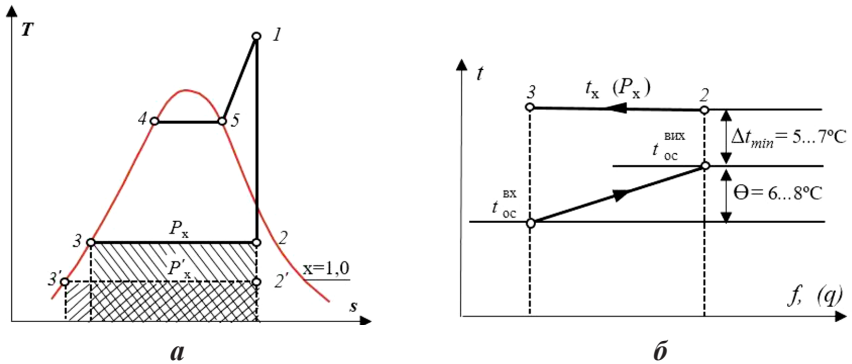


Рис. 5.4. До визначення впливу кінцевого тиску на теплову економічність установки

У теплової діаграмі $t-f(q)$ представлені процеси конденсації пари 2–3 і зміна температури охолоджуючого середовища. Звідки випливає, що температура насичення в конденсаторі може бути визначена як

$$t_x = t_{oc}^{BX} + \theta + \Delta t_{min}.$$

Температура охолоджуючого середовища на вході в конденсатор t_{oc}^{BX} визначається зазвичай районом розміщення станції (з використанням природних ресурсів – середньорічною температурою води: річкової, озерної, морської і т. п.). Під час використання системи оборотного водопостачання, що включає в себе градирні, температура води на вході в конденсатор буде також залежати від району розміщення станції – середньорічної температури і вологості повітря.

Значення t_{oc}^{BX} можна очікувати (для центральних і південних районів України) у діапазоні 15...20 °С.

Для зниження $P_x(t_x)$, величини підігріву води, що охолоджує θ , і мінімального температурного напору (Δt_{min}), слід було би брати якомога меншими. Однак слід пам'ятати, що:

- зниження підігріву охолоджуючої води θ призводить до збільшення її витрати, потужності циркуляційного насоса, поверхні теплообміну, габаритів і вартості конденсатора;
- зменшення Δt_{min} може бути забезпечено за рахунок збільшення поверхні теплообміну, габаритів і вартості конденсатора.

Рекомендовані (випробувані практикою) діапазони зміни θ і Δt_{min} наведені на рис. 5.4,б.

Тоді

$$t_x = 15 + 6 + 5 = 26 \text{ °С і } P_x \cong 3,3 \text{ кПа;}$$

$$t_x = 20 + 8 + 7 = 35 \text{ °С і } P_x \cong 5,5 \text{ кПа.}$$

Це свідчить про те, що тиск у конденсаторі залежно від району розташування ЕС і вимог, що висуваються до масогабаритних, вартісних і теплоекономічних показників, може коливатися від 3 до 6 кПа.

6. ПРОМІЖНИЙ ПЕРЕГРІВ ПАРИ. СЕПАРАЦІЯ ТА ПРОМІЖНИЙ ПЕРЕГРІВ ПАРИ В АЕС

6.1. Вплив проміжного перегріву пари на теплову економічність ПТУ

Проміжним перегрівом пари називають підведення теплоти до пари, яка частково розширилась у турбіні (рис. 6.1).

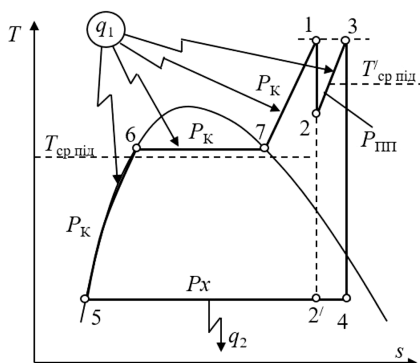


Рис. 6.1. Цикл ПТУ з проміжним перегрівом пари в s - T координатах

5–6–7–1 – ізобарний процес підведення теплоти в котлі (економізаторній, випарювальній частинах і основному пароперегрівачі);

1–2 – процес розширення пари в турбіні високого тиску (ТВТ) або циліндрі високого тиску (ЦВТ) (в ідеальній установці – адіабатний);

2–3 – процес підведення теплоти (ізобарний) у проміжному пароперегрівачі;

3–4 – розширення пари в наступних елементах турбінного двигуна (у турбіні середнього і низького тиску або в турбіні низького тиску).

Для оцінки впливу проміжного перегріву пари (ППП) на теплову економічність ПТУ, а саме: на термічний ККД циклу η_t і внутрішній відносний ККД турбінного двигуна η_{oi} дивись попередню лекцію. Розглянемо два цикли. Умовно поділимо цикл з ППП на два: 1–2'–5–6–7–1 і 3–4–2'–2–3. Перший цикл являє собою ПТУ без ППП, із середньою температурою підведення теплоти – $T_{\text{ср.під}}^{\text{безППП}}$. У другому циклі середня температура підведення теплоти – $T'_{\text{ср.під}}$.

Так як $T'_{\text{ср.під}} > T_{\text{ср.під}}^{\text{безППП}}$, то можна зробити висновок, що температура підведення теплоти в циклі (середньотермодинамічна) у ПТУ з проміжним підведенням теплоти збільшується. Отже, термічний ККД η_t зростає.

Вплив проміжного перегріву пари на η_{oi}

Використання проміжного перегріву пари зміщує процес розширення пари в область більшої сухості, знижується щільність пари на вході в наступні частини турбін (ЦСТ або ТСТ). Отже, ППП сприяє збільшенню η_{oi} .

Збільшення як η_t , так і η_{oi} зумовлює зростання ефективного електричного ККД станції в цілому – $\eta_{\text{е КЕС}}$.

Тут необхідно зазначити наступне:

- зростання (або зниження) η_t циклу залежить від вибору тиску в проміжному пароперегрівачі $P_{\text{пп}}$;

- використання ППП (що зміщує процес розширення вправо) дозволяє значно підвищити початковий тиск пари (без збільшення кінцевої вологості пари понад допустимої), а отже, підвищити термічний ККД циклу до ще більш високих значень;

- використання ППП з більш низьким значенням $T'_{\text{ср.під}}$, ніж у циклі без ППП, за певних поєднаннях параметрів може

супроводжуватися зростанням η_p , η_{oi} і теплової ефективності ЕС загалом, за рахунок можливості підвищення початкового тиску пари.

Розрізняють два способи здійснення проміжного перегріву пари: газовий і паровий (на АЕС – паровий і за допомогою теплоносія першого контуру).

6.2. Газовий проміжний перегрів пари

Можливість реалізації газового проміжного перегріву пари показана на рис. 6.2. Зображення циклу, що лежить в основі роботи цієї установки (у s - T координатах), представлено на рис. 6.1.

Газовий ППП у стаціонарній енергетиці може бути виконаний як одноступеневий (одноразовий), так і двоступеневий (дворазовий). Останній може бути застосований у разі високих, закритичних параметрах пари (наразі знаходить у нас практично обмежене застосування).

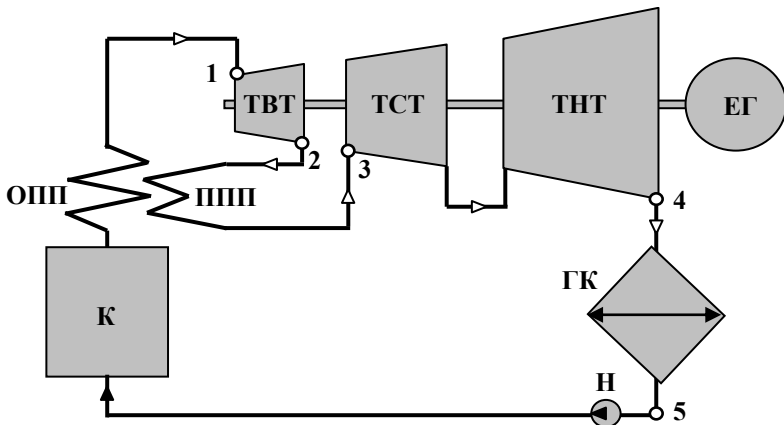


Рис. 6.2. Принципова теплова схема ПТУ з газовим проміжним перегрівом пари

Переваги газового ППП полягають у можливості отримання температури пари за ППП практично рівною первісній ($t_3 = t_1$), що дозволяє істотно підвищити теплову економічність циклу: за одноразового проміжного перегріву пари – на 4,5...6,5 %, за дворазового – на 6,5...8,5 %.

До недоліків слід віднести наступне:

- ускладнення конструкції котла (проміжний пароперегрівач установлюють зазвичай у газоході котла після основного) та погіршення його масогабаритних і вартісних показників у результаті включення досить громіздкого пакета дорогих труб проміжного пароперегрівача;

- ускладнення конструкції головного паропроводу і збільшення втрат тиску в ньому (через втрати тиску в головному паропроводі економічність установки може знижуватися на 1,0...1,5 %).

Тиск у проміжному пароперегрівачі ($P_{\text{ПП}} = P_{2в}$) істотно впливає на економічність установки. Оптимальні його значення складають:

для одноразового газового ППП – (0,15...0,25) P_o ;

для дворазового – (0,25...0,30) P_o – у першому ступені і (0,06...0,09) P_o – у другому ступені.

Ефективність використання проміжного перегріву пари в установках теплоелектроцентралей (ТЕЦ) нижче, ніж для конденсаційних електростанцій. У зв'язку з цим економічну доцільність застосування проміжного перегріву пари для нових проєктованих ТЕЦ (в установках з протитиском або регульованими відборами) в умовах ринкової економіки треба ще доводити (чи досліджувати).

6.3. Паровий проміжний перегрів пари

Тут як теплоносії використовується свіжа пара (рис. 6.3).

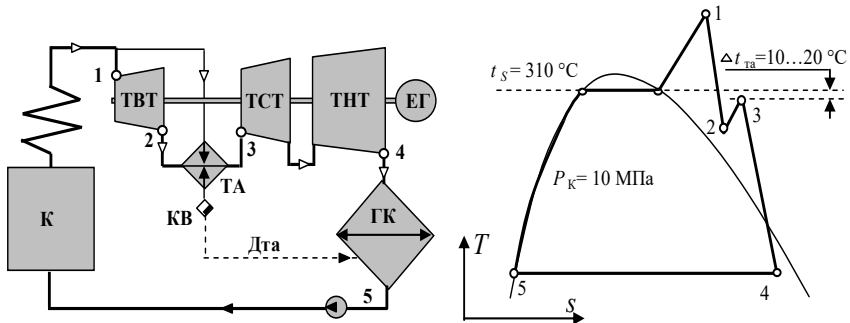


Рис. 6.3. Принципова схема ПТУ з паровим проміжним перегрівом пари, зображення циклу в $s-T$ координатах

Перевагою парового проміжного перегріву пари є відсутність недоліків, властивих газовому паровому проміжному перегріву пари.

До недоліків можна віднести відсутність переваг, властивих газовому ППП:

- низькі значення температури пари після проміжного перегрівача не дозволяють отримати значний приріст теплової економічності до 2...4 %;
- наявність додаткового теплообмінного апарата високого тиску в машинному залі станції викликає додаткові проблеми щодо безпечного обслуговування установки;
- збільшення продуктивності котла на величину витрат пари на проміжний теплообмінник D_{TA} .

Доцільність використання цього рішення підвищується за високих (надвисоких, закритичних) початкових параметрах пари, що дозволяють отримати більш високу температуру пари після проміжного пароперегрівача.

6.4. Проміжна сепарація пари і проміжне підведення тепла в циклах атомних електростанцій

В атомній енергетиці широке застосування знаходять цикли на слабоперегрітій і насиченій парі, параметри якої визначаються типом реактора. Якщо одноконтурна схема, то застосовуються корпусні і каналні реактори киплячого типу, то якщо двоконтурна – реактори з водою під тиском.

У двоконтурних схемах з ВВРТ температура пари на виході з ПГ обмежена температурою теплоносія на вході в ПГ (виході з реактора) (рис. 6.4).

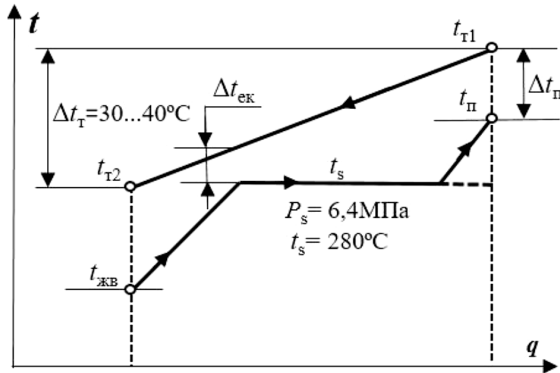


Рис. 6.4. Процеси теплообміну в парогенераторі двоконтурних ПТУ на ядерному паливі

Максимально можливу температуру пари на виході з парогенератора можна визначити як

$$t_{п} = t_{T1} - \Delta t_{п}.$$

Максимально можлива температура теплоносія на виході з водо-водяного реактора тиску (вході в парогенератор) обмежена зверху критичними параметрами: $t_{кр} = 374,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $P_{кр} = 22,1 \text{ МПа}$.

У ПТУ на ядерному паливі тиск у корпусі реактора обмежений умовами забезпечення його міцності і не перевищує зазвичай $P_T = 16..17$ МПа. Температура насичення, відповідно до тиску в першому контурі, може становити близько $t_{s1} = 340...350$ °С. З урахуванням запасу до кипіння Δt_s (що запобігає можливості закипання теплоносія в найбільш навантажених у тепловому відношенні технологічних каналах) температура теплоносія визначиться як

$$t_{T1} = t_{s1} - \Delta t_s.$$

Величину запасу до кипіння, залежно від напруженості активної зони, беруть $0...5$ ($5...10$) °С. Тоді очікуване значення t_{T1} складе $330...340$ °С і отже, температура пари на виході з ПГ може бути в межах $310...320$ °С. Пара за такої температури може бути насиченою (з тиском $P_n = 10...11$ МПа, без урахування $\Delta t_{ек} = 20$ °С) або слабо перегрітою, з перегрівом $30...40$ °С за зниженого тиску $P_n = 6,4$ МПа.

Робота турбіни практично протікає у вологій парі (рис. 6.5). Гранично-допустима вологість пари $\omega_{доп} = 0,08...0,14$ у кінці процесу розширення може бути досягнута навіть за початкового тиску $0,3...0,4$ МПа.

Термічний ККД циклу в разі такого рівня початкового тиску ($0,4$ МПа) буде досить низьким і робота ПТ контуру за економічністю буде мало чим відрізнятися від роботи паровоза ($\eta = 5...7\%$).

Економічність ПТУ на ядерному паливі можна істотно збільшити підвищенням початкових параметрів – тиску насиченої пари. Це можна реалізувати, використовуючи проміжну сепарацію (осушку) пари одно- або двоступеневу, або комбінацію – проміжну сепарацію і паровий перегрів. У цьому випадку початковий тиск пари може бути підвищено до $6...8$ МПа (рис. 6.5 і 6.6).

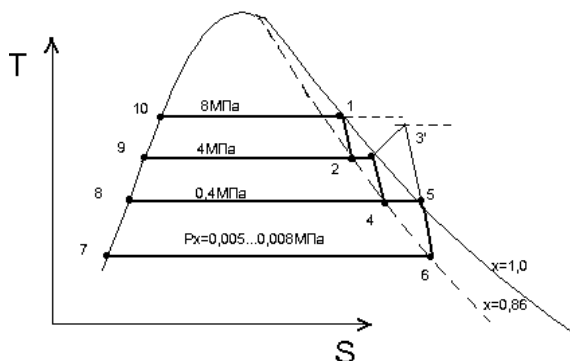


Рис. 6.5. Цикли паротурбінних установок на ядерному паливі

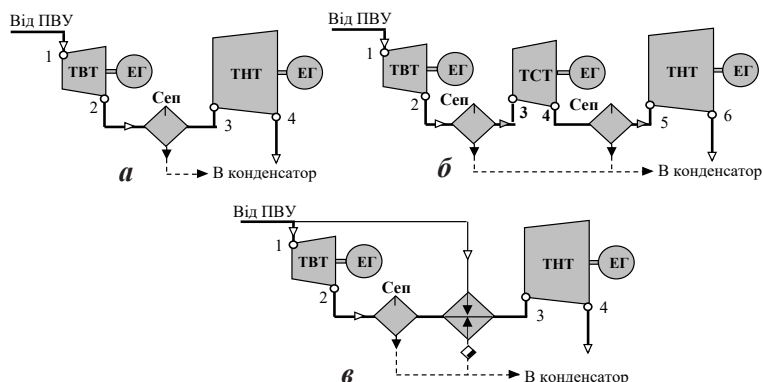


Рис. 6.6. Принципові схеми реалізації осушки пари в ПТУ,
проміжна сепарація пари:

а – одноступенева; **б** – двоступенева; **в** – проміжна сепарація
і паровий перегрів пари

Проміжна сепарація і паровий перегрів пари (рис. 6.6,в) знаходить застосування в теплових схемах Південноукраїнської атомної електростанції. Одноступенева проміжна сепарація (рис. 6.6,а) використовується в паротурбінній установці судна активного льодового плавання атомохода-ліхтеровоза типу «Севморпуть».

7. РЕГЕНЕРАЦІЯ ТЕПЛА В ПТУ

7.1. Теоретичні передумови застосування регенерації тепла в ПТУ

Теоретичною передумовою застосування регенеративних циклів в ПТУ є спроба реалізації якоїсь подібності узагальненого циклу Карно.

Цикл Карно, який складається з двох ізотерм підведення ($d-a$) і відведення ($b-c$) теплоти та двох адіабати розширення ($a-b$) і стиснення ($c-d$) робочого тіла, має вищу термодинамічну досконалість (рис. 7.1).

З курсу термодинаміки відомо, що цей цикл є окремим випадком «узагальненого циклу Карно», що складається з двох ізотерм підведення–відведення теплоти ($d-a$ і $b'-c'$) і двох еквідистантних кривих процесів стиснення–розширення ($a-b'$ і $c'-d$).

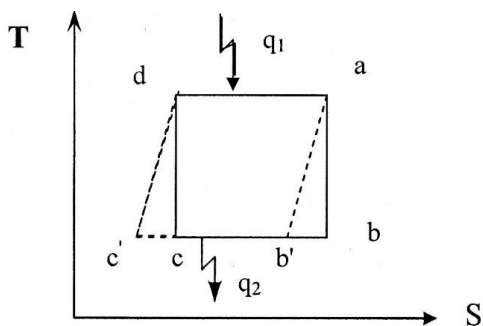


Рис. 7.1. Цикли Карно в s - T координатах

Під час роботи ПТУ на насиченій парі можна уявити гіпотетичну установку для реалізації узагальненого циклу Карно (рис. 7.2 і 7.3).

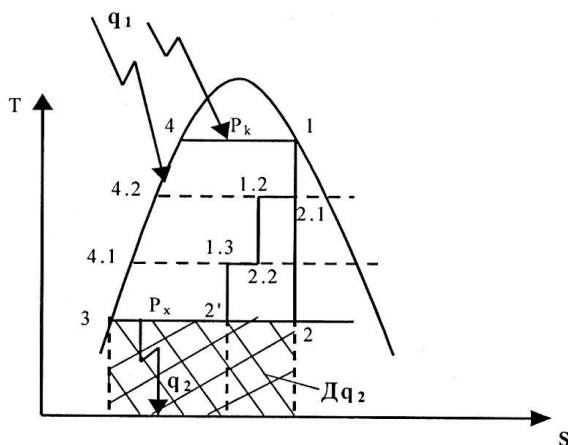


Рис. 7.2. До теоретичних передумов реалізації в ПТУ узагальненого циклу Карно

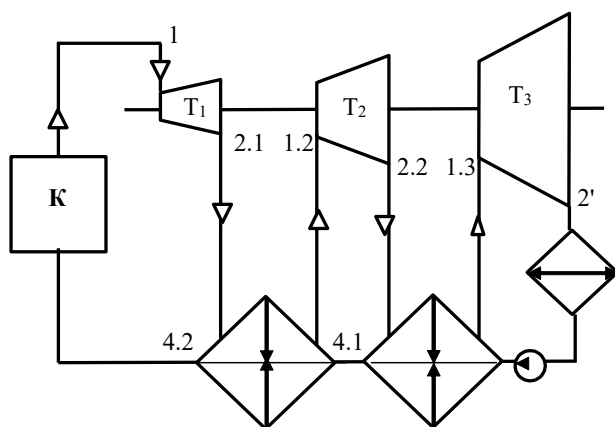


Рис. 7.3. Принципова схема гіпотетичної паротурбінної установки для реалізації узагальненого циклу Карно

Розіб'ємо процес розширення в турбіні на три ділянки і всю пару після першої турбіни T_1 (точка 2.1) направимо на підігрів води, що надходить у котел, який генерує насичену пару. Пара в умовах рівноважного теплообміну підігріває живильну воду на виході з останнього підігрівача живильної води до стану, що характеризується точкою 4.2. (*Рівноважний теплообмін* – це теплообмін за нескінченно малого температурного напору в теплообміннику поверхневого типу ($\Delta t \rightarrow 0$), коли температури середовищ, що обмінюються теплом, рівні між собою. У теорії тепломасообміну ці процеси розглядаються).

Пара передає живильній воді частину своєї прихованої теплоти пароутворення, тому її стан на вході в T_2 буде характеризуватися точкою 1.2.

Аналогічні процеси протікають у наступних елементах ПТУ. У цій установці зменшуються втрати теплоти в холодному джерелі на величину Δq_2 ; живильна вода надходить у котел з більш високою температурою (4.2, а не 3), що зменшує витрати палива на вироблення одиниці витрат робочого тіла.

Якщо збільшити кількість ступенів розширення пари (підігріву живильної води) до нескінченності, то процес розширення пари буде протікати по пунктирній лінії 1–2'; на виході з останнього ступеня підігріву ($n \rightarrow \infty$) робоче тіло (вода) буде за температури насичення, тобто процес підведення теплоти в котлі (від зовнішнього гарячого джерела) на лінії 3–4 відсутній – вода підігрівається парою за рахунок, як ще кажуть, внутрішнього перекиду теплоти в циклі – регенерації. Процеси 3–4 і 1–2' – практично еквідистантні, процеси підведення і відведення теплоти (4–1 і 2'–3) – ізотермічні. Отже, тут представлена теоретична можливість реалізації в ПТУ на насиченій парі узагальненого циклу Карно, який має найвищу термодинамічну ефективність.

Стосовно ПТУ цей цикл називають *гранично-регенеративним циклом* (ГРЦ). Це цикл, який здійснюється в ПТУ

з нескінченно великою кількістю ступенів розширення пари і підігріву живильної води в підігрівачах поверхневого типу, з рівноважним теплообміном у них і відсутністю будь-яких втрат у всіх елементах установки. Живильна вода надходить у котел за температури насичення.

Реалізація в ПТУ гранично-регенеративного циклу на практиці має «певні труднощі»:

- нескінченна кількість ступенів розширення (підігріву) та нескінченний напрямок усього потоку пари з турбіни до підігрівників і назад;
- нерівноважність теплообміну в підігрівачах поверхневого типу;
- протікання всіх процесів в елементах реальної ПТУ супроводжується втратами;
- процес розширення пари зміщується в область з поза-межної вологості пари.

Деякі з цих труднощів можна подолати, наприклад, використовуючи підігрівачі змішувального типу, у яких реалізується практично рівноважний теплообмін. Завдяки великій площі контакту пари з водою, розпорошеної до дрібнодисперсного стану, температурний напір між середовищами $\Delta t \leq 0,5^\circ \text{C}$ (у розрахунках беруть $\Delta t = 0$). Турбіна до того ж працює зі змінною витратою пари, вологість робочого тіла в процесі розширення можна забезпечити в межах допустимої (рис. 7.4).

У зв'язку зі змінною витратою робочого тіла графічного представлення (у будь-яких координатах) циклу бути не може. Однак є теоретичний доказ того, що ПТУ з нескінченно великою кількістю підігрівачів змішувального типу (відборів з турбіни) і відсутністю будь-яких втрат енергії в елементах установки має вищу термодинамічну досконалість, тобто її ККД дорівнює ККД циклу Карно.

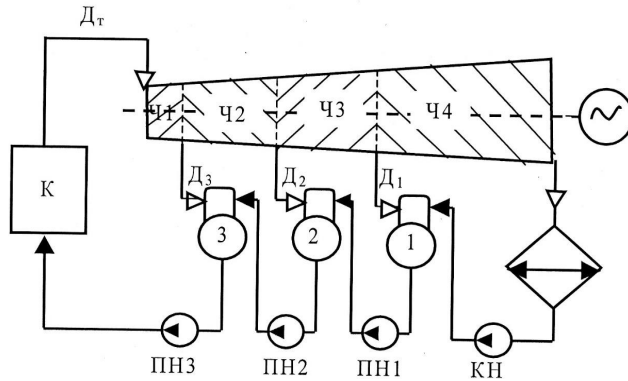


Рис. 7.4. Принципова теплова схема ПТУ з підігрівниками живильної води змішувального типу

Регенеративний підігрів живильної води в циклах ПТУ з перегрітою парою також підвищує термічний ККД циклу, проте він завжди (навіть у разі використання гранично-регенеративного циклу) буде нижче ККД циклу Карно.

7.2. Практичне застосування регенерації тепла в ПТУ

На практиці регенеративний процес підігріву живильної води здійснюють парою, частково відпрацьованою в турбіні. Пару з відборів турбіни направляють у регенеративні підігрівачі поверхневого типу (використовують зазвичай тільки один підігрівач змішувального типу – деаератор).

Пара віддає свою теплоту (здебільшого це прихована теплота пароутворення) живильній воді, конденсується і конденсат відводиться у відповідну точку конденсатно-живильного тракту – у попередній підігрівач.

Це значно спрощує установку в порівнянні з використанням усього потоку пари після окремих частин турбіни для потреб регенерації (розділ «Принципові схеми установок»).

Кількість застосовуваних регенеративних підігрівачів може змінюватися від 1 до 8. Вибір кількості регенеративних підігрівачів і температури живильної води на вході в котел (на виході з останнього по ходу води підігрівача) є оптимізаційною задачею. З одного боку – збільшення кількості підігрівачів приводить до зростання ККД паротурбінної установки (рис. 7.5) і отже, зниження витрат на паливо; з іншого боку – супроводжується ускладненням теплової схеми установки, зростанням вартості та витрат на технічне обслуговування і ремонт.

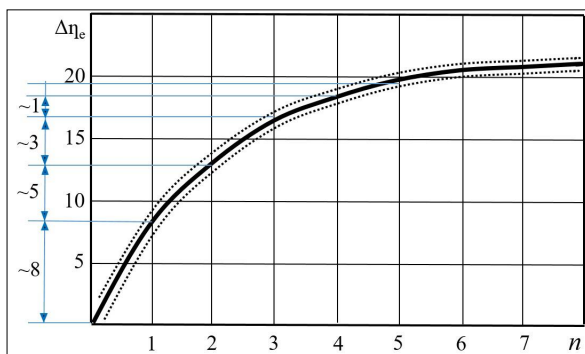


Рис. 7.5. Вплив кількості регенеративних підігрівачів на приріст ефективного ККД паротурбінної установки

Якісний характер залежності показує, що з ростом кількості регенеративних підігрівачів (n) ефективний ККД установки безперервно зростає, проте темп зміни носить загасаючий характер: використання двох підігрівачів замість одного дає приріст ККД близько 5...6%, а восьми замість семи – частку відсотка.

Для оцінки ступеня наближення реального регенеративного циклу до гранично-регенеративного циклу використовують поняття ступеня регенерації теплоти: відношення

кількості теплоти, переданої одиниці витрати живильної води в реальній установці, до кількості теплоти, яке могло б бути переданим живильній воді у гранично-регенеративному циклі (ГРЦ):

$$\phi = Q_p / Q_{\text{ГРЦ}} = (i_{\text{жв}} - i_{\text{к}}) / (i_{\text{ск}} - i_{\text{к}}) \cong (t_{\text{жв}} - t_{\text{к}}) / (t_{\text{ск}} - t_{\text{к}}),$$

де $i_{\text{к}}$, $t_{\text{к}}$ – відповідно, ентальпія і температура конденсату на виході з головного конденсатора (мережевого підігрівача);

$i_{\text{жв}}$, $t_{\text{жв}}$ – ентальпія і температура живильної води на вході в котел (чи парогенератор), тобто на виході з останнього підігрівача живильної води;

$i_{\text{ск}}$, $t_{\text{ск}}$ – ентальпія і температура води в котлі на лінії насичення (за тиском у котлі).

За фіксованих значень початкових і кінцевих параметрів пари ступінь регенерації однозначно визначається параметрами ($i_{\text{жв}}$, $t_{\text{жв}}$) живильної води на виході з системи регенеративного підігріву, тобто $\phi = f(i_{\text{жв}})$ і навпаки.

Теплова економічність циклу (відносна економія тепла в циклі) залежить від ступеня регенерації:

$$\Delta Q_R = (Q_0 - Q_R) / Q_0 = 1 - Q_R / Q_0 = 1 - [D_{\text{т}} / D^{\circ}_{\text{т}}] \cdot [(I_{\text{пе}} - i_{\text{жв}}) / (I_{\text{пе}} - i_{\text{к}})].$$

Тут $Q_0 = D^{\circ}_{\text{т}}(I_{\text{пе}} - i_{\text{к}})$, $Q_R = D_{\text{т}}(I_{\text{пе}} - i_{\text{жв}})$ відповідно, витрати теплоти в установці без регенерації і з регенерацією; $D^{\circ}_{\text{т}}$, $D_{\text{т}}$ – витрати пари на турбіну без регенерації і з нею; $I_{\text{пе}}$, $i_{\text{к}}$, $i_{\text{жв}}$ – ентальпія перегрітої пари, конденсату та живильної води.

Характер зміни відносної економії теплоти в циклі (рис. 7.6) свідчить про існування оптимальних значень ступеня регенерації (за яких теплова економічність досягає максимуму).

Причому оптимальні значення ступеня регенерації визначаються зазвичай кількістю регенеративних підігрівачів живильної води, тобто $\phi_{\text{opt}} = f(n)$. На рис. 7.7 наведено узагальнені дані, які можна використовувати під час орієнтовного визначення значення ϕ_{opt} .

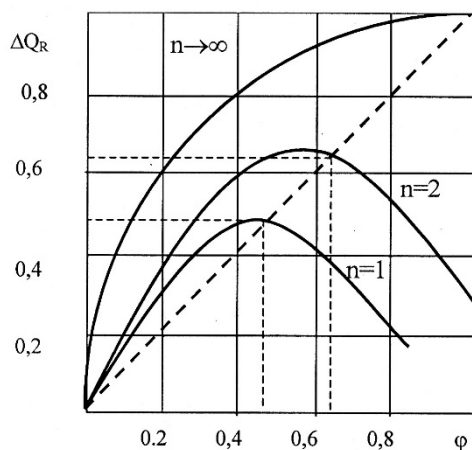


Рис. 7.6. Залежність відносної економії тепла в циклі від ступеня регенерації

n	1	2	3	4	5
φ_{opt}	0,5	0,67	0,75	0,80	0,83

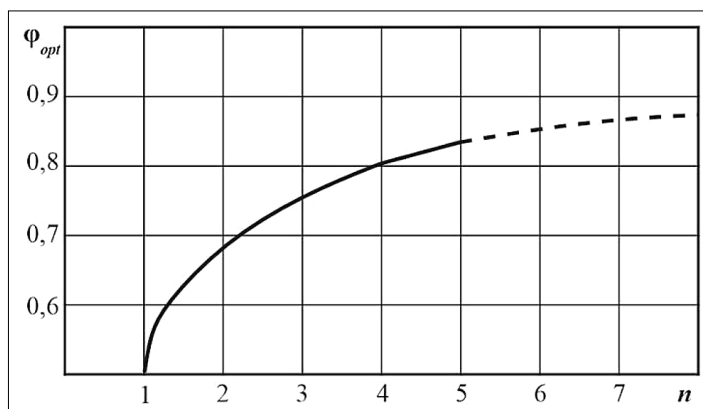


Рис. 7.7. Залежність оптимального ступеня регенерації тепла в циклі від кількості регенеративних підігрівачів живильної води

Ця інформація може бути використана під час визначення витрат палива на котел з рівняння його теплового балансу: для ПТУ без проміжного перегріву пари

$$B_{\text{пал}} \cdot Q_{\text{рн}} \cdot \eta_{\text{пт}} = D_{\text{пт}} (I_{\text{пе}} - i_{\text{жв}});$$

для ПТУ з проміжним (газовим) перегрівом пари

$$\begin{aligned} B_{\text{пал}} \cdot Q_{\text{рн}} \cdot \eta_{\text{пт}} &= D_{\text{пт}} (I_{\text{пе}} - i_{\text{жв}}) + (D_{\text{пт}} - \Sigma D_n) (I_{\text{пп}} - I_{2\text{в}}) = \\ &= D_{\text{пт}} [(I_{\text{пе}} - i_{\text{жв}}) + (1 - \Sigma \theta_n) (I_{\text{пп}} - I_{2\text{в}})]. \end{aligned}$$

Тут $\theta_n = D_n / D_{\text{пт}}$ – відносна кількість пари, що відбирається в n -му відборі (у відборах, здійснюваних до ППП). Зазвичай θ_n становить близько 5...7 %;

$I_{\text{пе}}, I_{\text{пп}}$ – ентальпія пари, перегрітої відповідно за основним і проміжним пароперегрівачем (визначається за температурою і тиском пари), кДж/кг;

$I_{2\text{в}}$ – ентальпія пари на виході з ТВТ (перед проміжним пароперегрівом);

$i_{\text{жв}}$ – розрахункове значення ентальпії живильної води на вході в котел, кДж/кг, визначається як

$$i_{\text{жв}} = i_{\text{жв}}^{\text{opt}} - (20...60),$$

де оптимальне значення ентальпії живильної води визначається з виразу для ступеня регенерації теплоти в циклі за оптимальних її значень:

$$i_{\text{жв}}^{\text{opt}} = \phi_{\text{opt}} (i_{\text{ск}} - i_{\text{к}}) + i_{\text{к}}.$$

Вибір розрахункового значення температури живильної води під час проєктування є складною оптимізаційною задачею, рішення якої в даній дисципліні не розглядається.

8. ВИЗНАЧЕННЯ ВИТРАТ РОБОЧОГО ТІЛА. УКРУПНЕНИЙ МАТЕРІАЛЬНИЙ БАЛАНС ПТУ

8.1. Визначення продуктивності парогенератора

Продуктивність парогенератора можна визначити через витрати пари на турбіну (з відборами) D_t і на власні потреби ПТУ $D_{вп}$ (турбоприводи насосів, водопідготовку, вакуумну установку тощо):

$$D_{пт} = D_t + D_{вп} = D_t(1 + D_{вп} / D_t) = k_{вп} \cdot D_t.$$

Тут $k_{вп}$ – коефіцієнт, що враховує додаткові витрати пари на власні потреби установки, залежить від складу допоміжного обладнання і може мати значення від 1,05 до 1,10 і більше.

Під час вибору парогенератора його специфікаційну продуктивність рекомендують брати із запасом, рівним 3 %. Тоді

$$D_{пт}^{спц} = k_{зап} \cdot k_{вп} \cdot D_t,$$

де $k_{зап} = 1,03$.

Витрати пари на турбіну, що має регенеративні відбори, під час теплових розрахунків ПТУ, визначають як

$$D_t = D_t^0 / [1 - \sum \theta_n (1 - \psi_n)],$$

де D_t^0 – витрати пари на турбіну, що працює без відборів, θ_n і ψ_n – коефіцієнти кількості та якості відборів. Їх визначення досить трудомістке завдання, яке буде вирішуватися в курсі дисципліни проектування ТЕУ.

У даному курсі пропонується спрощений спосіб визначення витрати пари на турбіну з відборами:

$$D_t = D_t^0 / [1 - \Sigma \theta_n (1 - \psi_n)] = k_R \cdot D_t^0,$$

де k_R – коефіцієнт, що враховує збільшення витрат пари на турбіну в установках з регенерацією.

Значення коефіцієнта k_R залежить від кількості регенеративних підігрівачів, їх типу, способу включення в теплову схему, параметрів робочого тіла (пари у відборах, води на вході-виході з регенеративних підігрівачів) у системі регенерації і може мати значення в інтервалі 1,10...1,15. Чим більше підігрівачів (відборів), тим вище значення коефіцієнта k_R .

З урахуванням викладеного вище, специфікаційну продуктивність котла (парогенератора) можна визначити як

$$D_{\text{пт}}^{\text{спц}} = k_{\text{зап}} k_{\text{вп}} k_R D_t^0.$$

8.2. Витрати пари на турбіну без регенеративних відборів

ПТУ без проміжного перегріву пари

Початкова інформація

1. Електрична потужність турбогенератора – N_E , кВт.
2. Параметри пари на вході в турбіну: температура – $t_0 = 500 \dots 540$ °С, тиск $P_0 = 6 \dots 14$ МПа; тиск пари в конденсаторі $P_x = 4 \dots 6$ кПа.
3. Параметри перегрітої пари $P_{\text{пе}} = (1,05 \dots 1,07) P_0$; $t_{\text{пе}} = t_0 + 1 \dots 3$ °С.

Витрати пари на турбіну визначається з рівняння її потужності. Для цього насамперед необхідно побудувати процес розширення пари в турбіні (рис. 8.1) у s - I діаграмі.

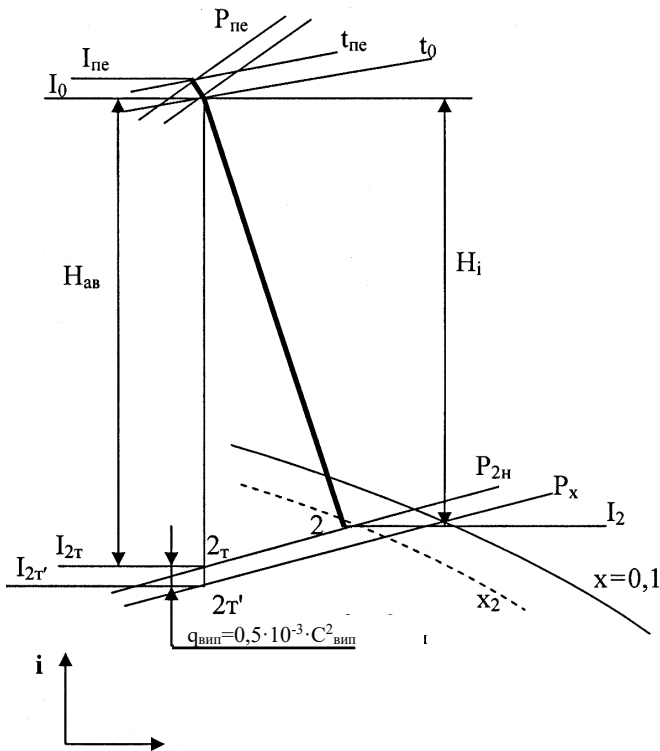


Рис. 8.1. Процес розширення пари в турбінному двигуні ПТУ без проміжного перегріву пари

Короткий коментар до побудови процесу.

1. Ентальпія перегрітої пари і пари на вході в турбіну визначаються на перетині відповідних ізобар та ізотерм $I_{пе} = f(P_{пе}, t_{пе})$; $I_0 = f(P_0, t_0)$.

2. Ентальпія пари в кінці адіабатного процесу розширення пари до тиску в конденсаторі $I_{2г}$, визначається в точці перетину адіабати з ізобарою, що відповідає тиску в конденсаторі P_x .

3. Ентальпія пари, відповідна стану пари на виході з турбіни в адіабатному процесі розширення $I_{2г}$, визначається з урахуванням втрат у випускному паропроводі як $H_a = I_0 - I_{2г}$.

4. Втрати енергії у випускному паропроводі визначають зазвичай, прийнявши швидкість пари в інтервалі $c_{\text{вип}} = 80 \dots 120$ м/с як

$$q_{\text{вип}} = 0,5 \cdot 10^{-3} \cdot c_{\text{вип}}^2.$$

5. Адіабатний теплоперепад, спрацьований паром в турбіні, визначають як різницю ентальпії пари на вході у двигун і виході з нього

$$H_a = I_0 - I_{2t}.$$

У разі відомого значення адіабатного теплоперепадку рівняння потужності турбінного двигуна буде мати наступний вигляд:

$$D_t^0 H_a \eta_o = N_E.$$

Звідки витрати пари, кг/с, на турбінний двигун визначається як

$$D_t^0 = N_E / (H_{aoe}).$$

Тут η_{oe} є відносний ефективний ККД турбогенератора, що враховує всі втрати, пов'язані з перетворенням внутрішньої енергії пари в електричну потужність на клеммах електрогенератора:

$$\eta_{oe} = \eta_{oi} \times \eta_{ky} \times \eta_{mt} \times \eta_{п} \times \eta_{er},$$

де $\eta_{oi} = 0,83 \dots 0,86$ – внутрішній відносний ККД турбіни залежить від її потужності, початкових і кінцевих параметрів пари;

$\eta_{ky} = 0,98 \dots 0,99$ – коефіцієнт, що враховує вплив витоків у кінцевих ущільненнях турбіни на її економічність;

$\eta_{mt} = 0,990 \dots 0,995$ – механічний ККД турбіни, враховує втрати в підшипниках;

$\eta_{п}$ – ККД передачі потужності від турбіни до генератора залежить від типу передачі, за її відсутності – $\eta_{п} = 1,0$;

$\eta_{er} = 0,95 \dots 0,98$ – ККД електрогенератора залежить від його типу і потужності.

З урахуванням наведеного вище матимемо наступне:

$$H_a \times \eta_{oc} = H_a \times \eta_{oi} \times \eta_{ку} \times \eta_{MT} \times \eta_{п} \times \eta_{ег} = H_i \times \eta_{ем},$$

де $H_a \times \eta_{oi} = H_i$ – внутрішній (дійсний) теплоперепад пари в турбіні;

$\eta_{ем} = \eta_{ку} \eta_{MT} \eta_{п} \eta_{ег}$ – «електромеханічний» ККД турбогенератора. У цьому випадку витрати пари, кг/с, на турбінний двигун визначаються як

$$D_T^0 = N_E / (H_i \eta_{ем}).$$

Установка з проміжним перегрівом пари

Початкова інформація

1. Електрична потужність турбогенератора складає N_E , кВт.

2. Параметри пари:

– початкова температура $t_0 = 530 \dots 540$ °С і тиск P_0 до 23,5 МПа;

– кінцеві (тиск у конденсаторі) $P_x = 0,004 \dots 0,005$ МПа;

– тиск у проміжному пароперегрівачі:

за одноразового газового перегріву – $P_{пп} = (0,15 \dots 0,25) P_0$;

за дворазового – $P_{1пп} = (0,25 \dots 0,30) P_0$; $P_{пп} = (0,06 \dots 0,09) P_0$.

Взаємозв'язок параметрів перегрітої пари на виході з котла і параметрів пари на вході в турбіну наступний:

$$P_0 = (0,93 \dots 0,95) P_{пе}; \quad t_0 = t_{пе} - (1 \dots 3) \text{ °С}.$$

Тут ураховуються втрати тиску пари в головному паропроводі (залежать від його протяжності, швидкості пари, кількості поворотів, запірної арматури тощо) та його охолодження (залежить від якості ізоляції і протяжності паропроводу).

Витрати пари на турбіну визначають з рівняння її потужності. Для складання рівняння потужності представимо у графічному вигляді процеси, що протікають в окремих частинах турбіни, у $s-I$ ($s-h$) координатах (рис. 8.2).

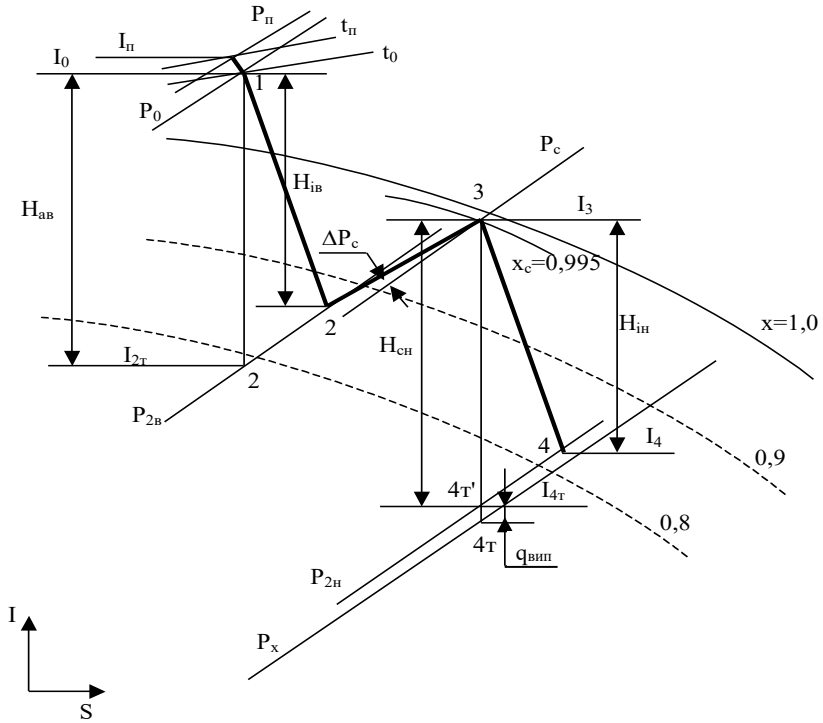


Рис. 8.2. Процеси розширення пари в турбінному двигуні

Коментар до побудови процесу розширення в турбіні аналогічний рис. 8.1.

Рівняння потужності турбіни для розглянутого випадку буде мати такий вигляд:

$$D_T^0 (H_{ав} + H_{асн}) \eta_{ое} = N_E;$$

звідки витрати пари на турбіну, кг/с, визначиться як

$$D_T^0 = N_E / (H_a \cdot \eta_{ое}),$$

де $H_{ав}$, $H_{асн}$ – адіабатні теплоперепади пари відповідно в турбіні високого, середнього та низького тиску, кДж/кг;

N_E – електрична потужність на клеммах турбогенератора, кВт;

H_a – сумарний адіабатний теплоперепад, кДж/кг.

Відносний ефективний ККД турбогенератора η_{oe} враховує весь ланцюжок втрат під час перетворення внутрішньої енергії пари в електричну потужність на клеммах генератора (див. коментар вище):

$$\eta_{oe} = \eta_{oi} \cdot \eta_{ку} \cdot \eta_{мт} \cdot \eta_{п} \cdot \eta_{ег}.$$

В установках з проміжним перегрівом пари турбіни високого, середнього і низького тиску частіше працюють на свій (індивідуальний) електрогенератор. У цьому випадку загальну витрату пари на турбіни можна уявити як

$$D_T^0 = N_E / (H_{ав} \eta_{оев} + H_{ас} \eta_{оес} + H_{ан} \eta_{оен}).$$

Ураховуючи, що $H_{ав} \eta_{оев} = H_{ав} \eta_{oiв} \eta_{кув} \eta_{мт} \eta_{егв} = H_{ів} \eta_{ем}$ (аналогічно для ТСД і ТНД), загальні витрати пари, кг/с, на турбінний двигун складе:

$$D_T^0 = N_E / (H_{ів} + H_{іс} + H_{ін}) \eta_{ем}$$

або $D_T^0 = N_E / (H_i \eta_{ем}),$

де $H_i = H_{ів} + H_{іс} + H_{ін}.$

Установка з проміжною сепарацією пари (АЕС)

Початкова інформація

– Електрична потужність турбогенератора N_E , кВт.

– Параметри пари (вибрати й обґрунтувати):

початкова температура $t_0 = 310 \dots 320$ °С і тиск

$P_0 = 6 \dots 8$ МПа;

кінцевий тиск (у конденсаторі) $P_x = 0,005 \dots 0,008$ МПа.

параметри пари на виході з ПГ:

тиск $P_{п} = (1,05 \dots 1,07) P_0$;

температура $t_{п} = t_0 + 3 \dots 5$ °С.

Витрати пари на турбіну без відборів на регенерацію визначають з рівняння потужності. Для цього спочатку необхідно побудувати процес розширення в турбіні в s - I координатах (рис. 8.3).

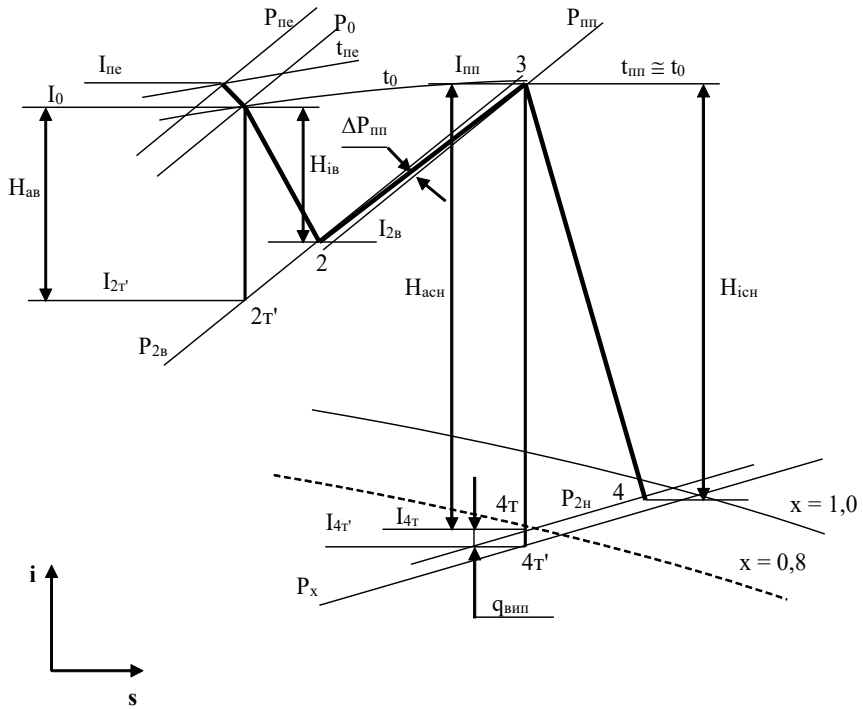


Рис. 8.3. Процес розширення пари в турбінному двигуні з проміжною сепарацією пари

Короткий коментар до побудови процесів.

1. Значення ентальпії пари визначають на перетині відповідних ізобар та ізотерм: $I_{п} = f(P_{п}, t_{п})$; $I_0 = f(P_0, t_0)$.

2. Тиск пари за турбіною високого тиску P_{2B} вибирають з умови розподілу потужності між ТВД і ТНД (приймавши з інтервалу $N_{ТНД} / N_E = 0,4 \dots 0,6$).

Тоді $H_{ав} / (H_{ав} + H_{ан}) \cong 0,4 \dots 0,6$.

3. Тиск пари після проміжного сепаратора визначають за врахуванням втрат тиску в ньому $P_c = P_{2B} - \Delta P_c$, де $\Delta P_c = (0,04 \dots 0,08) P_{2B}$.

4. Ентальпію пари після сепаратора можна визначити як $I_3 = f(x_c, P_c)$, задавшись ступенем сухості сепарованої пари $x_c = 0,990 \dots 0,995$.

Визначивши адіабатні теплоперепади, що спрацьовує пара в турбіні високого тиску $H_{ав} = I_0 - I_{2т}$;
турбіні низького тиску $H_{ан} = I_3 - I_{4т}$,
складемо рівняння потужності турбінного двигуна:

$$D_t^0 (H_{ав} + H_{ан}) \eta_{oc} = N_E,$$

звідки отримаємо залежність для визначення витрати пари на турбіну, кг/с:

$$D_t^0 = N_E / (H_{ав} + H_{ан}) \eta_{oc} = N_E / (H_a \eta_{oc}),$$

де H_a являє собою сумарний адіабатний теплоперепад, спрацьовує парою в турбінах високого і низького тиску,

кДж/кг, $H_a = H_{ав} + H_{ан}$, або (з урахуванням викладеного вище)

$$D_t^0 = N_E / (H_i \eta_{me}).$$

9. АНАЛІЗ РОЗПОДІЛУ МАТЕРІАЛЬНИХ І ТЕПЛОВИХ ПОТОКІВ

9.1. Матеріальні потоки паротурбінних електростанцій

На рис. 9.1 і 9.2 представлені структурна схема розподілу матеріальних потоків і спрощена теплова схема теплоелектроцентралі, що включає в себе конденсаційні турбіни з регульованими відборами пари.

$$1. \text{ Витрати палива на котел} - G_{\text{пал}} = \frac{D_{\text{пт}}(I_{\text{пе}} - i_{\text{жв}})}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \eta_{\text{пт}}}.$$

$$2. \text{ Витрати повітря на котел} - G_{\text{пов}} = L_0 G_{\text{пал}} \alpha.$$

$$3. \text{ Витрати золи} - G_{\text{зол}} = \bar{g}_{\text{зол}} G_{\text{пал}}.$$

$$4. \text{ Витрати відхідних з котла газів} - G_{\text{вг}} = G_{\text{пал}} + G_{\text{пов}} - G_{\text{зол}}.$$

$$5. \text{ Кількість води, що продувається} - D_{\text{пп}} = (0,030 \dots 0,006) D_{\text{пт}}.$$

6. Витрати пари в n -му відборі - $D_n = \theta_n D_{\text{пт}}$, де θ_n - коефіцієнт кількості відбору може змінюватися від 0,05 до 0,10 (зі збільшенням кількості відборів його значення знижується, в укрупненому аналізі можна брати однаковими для всіх відборів і за потребою варіювати цією величиною).

$$7. \text{ Витрати пари на власні потреби ПТУ} - D_{\text{вп}} = (0,05 \dots 0,10) D_{\text{пт}}.$$

$$8. \text{ Витрати пари на турбогенератор} - D_{\text{т}} = D_{\text{пт}} - D_{\text{вп}}.$$

$$9. \text{ Наскрізнi витрати пари (на конденсатор)} -$$

$$D_{\text{скв}} = D_{\text{т}} - \sum_{n=1}^z D_n - D_{\text{пмв}}.$$

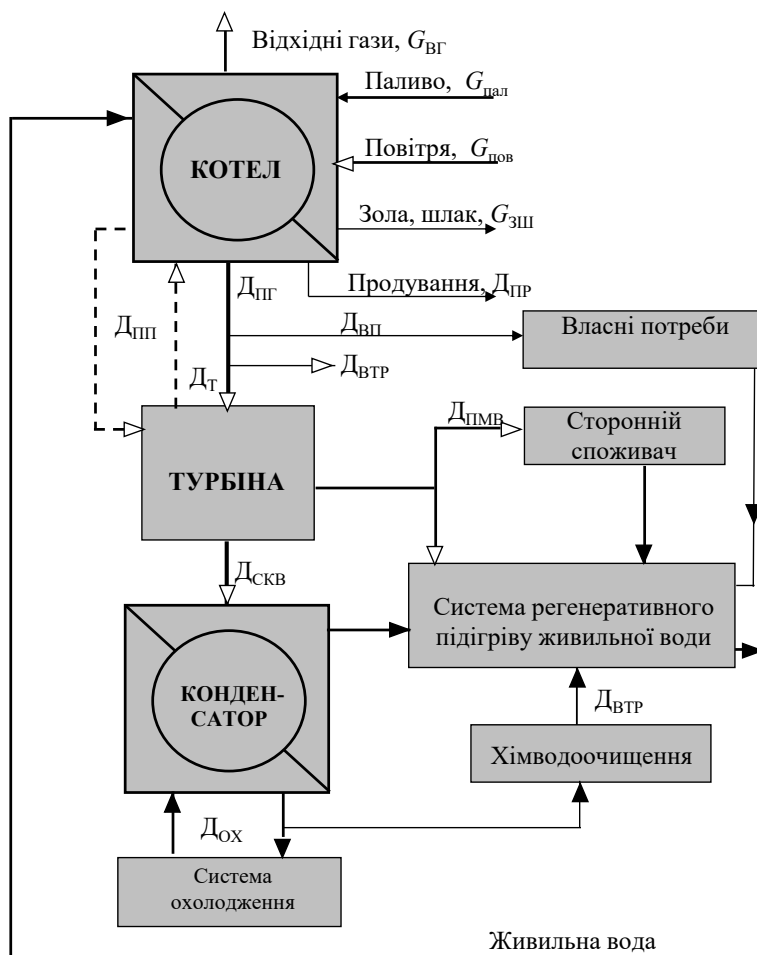


Рис. 9.1. Структурна схема розподілу матеріальних потоків

10. Витоки робочого тіла в установці (пари, конденсату, за відсутності неповоротних втрат конденсату в системі гарячого водопостачання або технології) – $D_{\text{вт}} = (0,010 \dots 0,015) D_{\text{пп}}$.

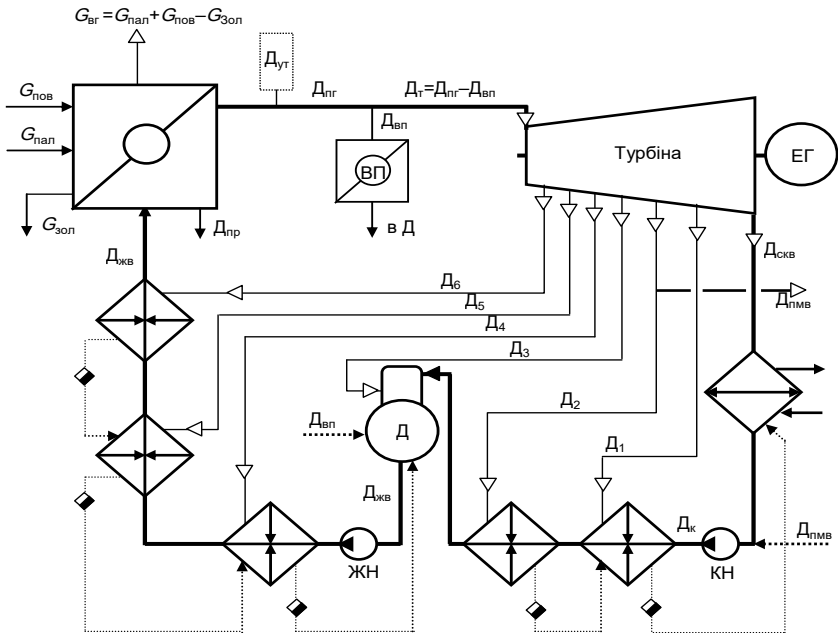


Рис. 9.2. До складання матеріального балансу ТЕЦ

Конденсаційна електростанція (КЕС)

Продуктивність ПГ, що працює у складі КЕС, під час укрупненого розрахунку матеріальних потоків, як вже було зазначено раніше, можна визначити через витрати пари на турбіну без регенеративних відборів D_T^0 :

$$D_{пт} = k_{вп} k_R D_T^0;$$

на турбіну, що має відбори пари для потреб регенерації D_r :

$$D_{пт} = k_{вп} D_r.$$

Теплоелектроцентрально (ТЕЦ)

Під час визначення продуктивності котла, що працює у складі ТЕЦ, необхідно враховувати наявність регульованого

відбору для відпуску теплоти (пари) стороннім споживачам (для потреб теплофікації – $D_{\text{ПМВ}}$ або технологічних потреб – $D_{\text{ТП}}$ тощо) і вплив цього заходу на продуктивність котла (рис. 9.3).

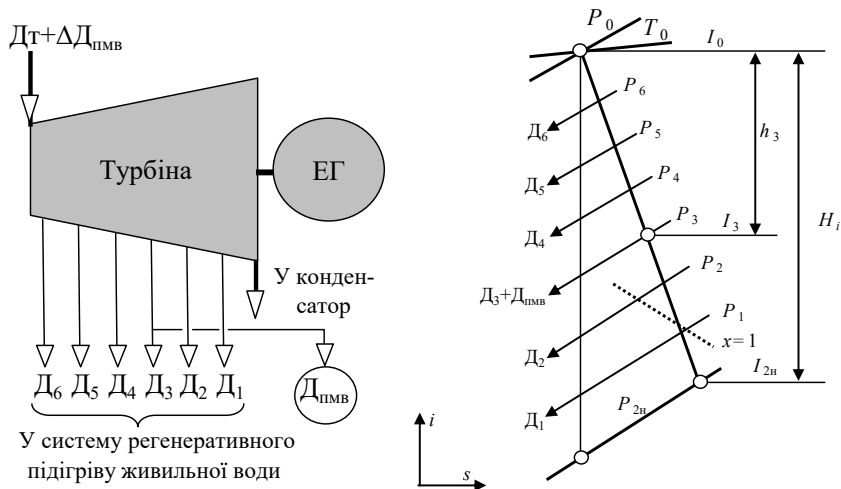


Рис. 9.3. До складання укрупненого матеріального балансу ТЕЦ

Тут необхідно врахувати наступне:

1. Тиск пари, що відбирається на потреби теплофікації або на технологічні потреби, може становити від 0,5 до 1,5 МПа і більше.

2. В укрупненому розрахунку матеріальних потоків у рамках курсового проектування (за відсутності конкретної інформації з цього питання) беремо тиск пари у третьому відборі для потреб гарячого водопостачання рівним 0,5 МПа, тобто $P_3 = 0,5$ МПа.

3. Ентальпія пари в цьому відборі (I_3) знаходиться на перетині ізобари P_3 з лінією дійсного процесу розширення пари в турбіні, а ентальпію конденсату пари, що гріє в підігрівачі (наприклад) мережну воду в першому наближенні можна

знайти на лінії насичення як $i_{s3} = f(P_3)$, тобто без урахування можливого переохолодження конденсату.

Витрати пари, кг/с, на потреби теплофікації визначимо з рівняння теплового балансу підігрівача:

$$Q_{\text{ПМВ}} = D_{\text{ПМВ}} (I_3 - i_{s3}) \xi_{\text{ПМВ}};$$

$$D_{\text{ПМВ}} = Q_{\text{ПМВ}} / (I_3 - i_{s3}) \xi_{\text{ПМВ}},$$

де $\xi_{\text{ПМВ}} = 0,98 \dots 0,99$ – коефіцієнт, що враховує втрати теплоти в навколишнє середовище через зовнішню обшивку корпусу підігрівача мережної води (ПМВ).

Додаткові витрати пари на ПМВ – $D_{\text{ПМВ}}$, очевидно повинна збільшити витрату пари на турбіну на величину $\Delta D_{\text{ПМВ}}$ (у зв'язку з появою додаткового споживача пари). До того ж зміна витрати пари на турбіну, у даному випадку, не буде дорівнювати витраті пари на додатковий споживач, тобто $\Delta D_{\text{ПМВ}} \neq D_{\text{ПМВ}}$. Це можна пояснити насамперед відмінностями параметрів пари, споживаного турбіною і ПМВ, а також впливом цього заходу на величини витрат пари у всіх відборах.

Величину $\Delta D_{\text{ПМВ}}$ можна знайти наближеним способом з рівняння внутрішньої потужності турбіни:

без додаткового відбору пари на ПМВ:

$$N_i = D_{\text{т}} H_i - \sum D_n (H_i - h_n);$$

з додатковим відбором пари на ПМВ:

$$N_i = (D_{\text{т}} + \Delta D_{\text{ПМВ}}) H_i - \sum D_n (H_i - h_n) - D_{\text{ПМВ}} (H_i - h_{\text{отб}}), (h_{\text{отб}} = h_3)$$

або

$$N_i = D_{\text{т}} H_i + \Delta D_{\text{ПМВ}} H_i - \sum D_n (H_i - h_n) - D_{\text{ПМВ}} (H_i - h_{\text{отб}}).$$

З рівності потужностей випливає, що $\{ \{ 1 \} \}$

$$\Delta D_{\text{ПМВ}} H_i = D_{\text{ПМВ}} (H_i - h_{\text{отб}});$$

$$\Delta D_{\text{ПМВ}} = D_{\text{ПМВ}} (1 - h_{\text{отб}} / H_i);$$

$$\Delta D_{\text{ПМВ}} = D_{\text{ПМВ}} [1 - (I_0 - I_3) / H_i].$$

Витрати пари на конденсатор у цьому випадку визначаються як

$$D_{\text{скв}} = (D_{\text{т}} + \Delta D_{\text{пмв}}) - \Sigma D_{\text{п}} - D_{\text{пмв}}.$$

9.2. Укрупнений тепловий баланс ПТУ на органічному паливі

Базується на першому законі термодинаміки – законі збереження енергії при її перетвореннях.

Джерелом енергії, що забезпечує роботу електростанції, є теплота, що виділяється під час згоряння палива (його хімічному окисленні киснем повітря). Частина цієї теплоти (менше 50 %) перетворюється в корисну, інша – втрачається в навколишньому середовищі.

Розподіл енергії в ПТУ аналізують з використанням рівняння теплового балансу

в абсолютному вигляді, МВт:

$$Q_{\text{пал}} = Q_{\text{Е}} + Q_{\text{вг}}^{\text{п}} + Q_{\text{нз}}^{\text{п}} + Q_{\text{нс}}^{\text{п}} + Q_{\text{пр}}^{\text{п}} + Q_{\text{пп}}^{\text{п}} + \\ + Q_{\text{вп}}^{\text{п}} + Q_{\text{ку}}^{\text{п}} + Q_{\text{мт}}^{\text{п}} + Q_{\text{кон}}^{\text{п}} + Q_{\text{сг}}^{\text{п}} + Q_{\text{нб}}^{\text{п}},$$

де $Q_{\text{пал}}$ – теплота, що виділилася в результаті згорання палива;
 $Q_{\text{Е}}$ – теплота, еквівалентна корисної потужності турбогенератора;

$Q_{\text{вг}}^{\text{п}}$ – втрати теплоти з відхідними газами;

$Q_{\text{нз}}^{\text{п}}$ – втрати теплоти від неповного згоряння палива;

$Q_{\text{нс}}^{\text{п}}$ – втрати теплоти від теплообміну нагрітих частин ПГ з навколишнім середовищем;

$Q_{\text{пр}}^{\text{п}}$ – втрати теплоти в результаті продування ПГ;

$Q_{\text{пп}}^{\text{п}}$ – втрати енергії в результаті дроселювання й охолодження пари в головному паропроводі;

$Q_{\text{вп}}$ – витрати енергії на власні потреби установки;
 $Q_{\text{ку}}^{\text{п}}$ – втрати енергії в результаті витоків пари в кінцевих ущільненнях;

$Q_{\text{мт}}^{\text{п}}$ – втрати енергії в підшипниках турбіни;

$Q_{\text{кон}}^{\text{п}}$ – втрати теплоти в головному конденсаторі;

$Q_{\text{ег}}^{\text{п}}$ – втрати енергії в електрогенераторі;

$Q_{\text{нб}}$ – нев'язка балансу (інші втрати теплоти);

– у відносному вигляді, %:

$$100 = \eta_{\text{е}} + q_{\text{вг}}^{\text{п}} + q_{\text{нз}}^{\text{п}} + q_{\text{нс}}^{\text{п}} + q_{\text{пр}}^{\text{п}} + q_{\text{пп}}^{\text{п}} + q_{\text{вп}}^{\text{п}} + q_{\text{ку}}^{\text{п}} + q_{\text{мт}}^{\text{п}} + q_{\text{кон}}^{\text{п}} + q_{\text{ег}}^{\text{п}} + q_{\text{нб}}.$$

Під час укрупнених розрахунків рівняння теплового балансу можна дещо спростити з урахуванням того, що

$$q_{\text{вг}}^{\text{п}} + q_{\text{нз}}^{\text{п}} + q_{\text{нс}}^{\text{п}} = 100 - \eta_{\text{пг}} = q_{\text{пг}}^{\text{п}},$$

де $q_{\text{пг}}^{\text{п}}$ – загальні втрати енергії в котлі (парогенераторі), що враховуються, його ККД (паспортні дані котла), значення якого істотно залежить від виду використовуваного палива ($q_{\text{нз}}^{\text{п}}$) і конструктивних особливостей.

Тоді

$$Q_{\text{пал}} = Q_{\text{Е}} + Q_{\text{пг}}^{\text{п}} + Q_{\text{пр}}^{\text{п}} + Q_{\text{пп}}^{\text{п}} + Q_{\text{вп}}^{\text{п}} + Q_{\text{ку}}^{\text{п}} + Q_{\text{мт}}^{\text{п}} + Q_{\text{кон}}^{\text{п}} + Q_{\text{ег}}^{\text{п}} + Q_{\text{нб}};$$

$$100 = \eta_{\text{е}} + q_{\text{пг}}^{\text{п}} + q_{\text{пр}}^{\text{п}} + q_{\text{пп}}^{\text{п}} + q_{\text{вп}}^{\text{п}} + q_{\text{ку}}^{\text{п}} + q_{\text{мт}}^{\text{п}} + q_{\text{кон}}^{\text{п}} + q_{\text{ег}}^{\text{п}} + q_{\text{нб}}.$$

Визначення складових теплового балансу

$Q_{\text{пал}} = 10^{-3} G_{\text{пал}} \times Q_{\text{н}}^{\text{р}}$; $G_{\text{пал}}$ – матеріальний баланс, кг/с, $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – кДж/кг;

$Q_{\text{Е}} = N_{\text{Е}}$; $\eta_{\text{е}} = N_{\text{Е}} / Q_{\text{пал}} \times 100$ %;

$Q_{\text{пг}}^{\text{п}} = q_{\text{пг}}^{\text{п}} \times Q_{\text{пал}} / 100$; $q_{\text{пг}}^{\text{п}} = 100 - \eta_{\text{пг}}$; $\eta_{\text{пг}}$ – паспортні значення ПГ (вид палива);

$Q_{\text{пр}}^{\text{п}} = q_{\text{пр}}^{\text{п}} \times Q_{\text{пал}} / 100$; $q_{\text{пр}}^{\text{п}} = 2...3$ %; (взято з обґрунтуванням);

$Q_{\text{пп}}^{\text{п}} = q_{\text{пп}}^{\text{п}} \times Q_{\text{пал}} / 100$; $q_{\text{пп}}^{\text{п}} = 0,5...1$ %; (взято з обґрунтуванням);

$Q_{\text{вп}}^{\text{п}} = q_{\text{вп}}^{\text{п}} \times Q_{\text{пал}} / 100$; $q_{\text{вп}}^{\text{п}} = (0,05...0,10)(100 - q_{\text{пг}}^{\text{п}} - q_{\text{пр}}^{\text{п}} - q_{\text{пп}}^{\text{п}})$;

$k_{\text{вп}} = 1,05...1,10$;

$$\begin{aligned} Q_{\text{ку}}^{\text{п}} &= q_{\text{ку}}^{\text{п}} \times Q_{\text{пал}} / 100; q_{\text{ку}}^{\text{п}} = (0,01 \dots 0,02) (100 - q_{\text{пг}}^{\text{п}} - q_{\text{пр}}^{\text{п}} - q_{\text{пп}}^{\text{п}} - q_{\text{вп}}^{\text{п}}); \\ \eta_{\text{ку}} &= 0,98 \dots 0,99; \\ Q_{\text{мт}}^{\text{п}} &= q_{\text{мт}}^{\text{п}} \times Q_{\text{пал}} / 100; q_{\text{мт}}^{\text{п}} = (0,005 \dots 0,01) (100 - q_{\text{пг}}^{\text{п}} - q_{\text{пр}}^{\text{п}} - q_{\text{пп}}^{\text{п}} - q_{\text{вп}}^{\text{п}}); \\ \eta_{\text{мт}} &= 0,99 \dots 0,995; \\ Q_{\text{кон}}^{\text{п}} &= D_{\text{скв}} (I_{2(4)} - i_{\text{к}}) \times 10^{-3}, D_{\text{скв}} - \text{кг/с}; q_{\text{кон}}^{\text{п}} = 100 Q_{\text{кон}}^{\text{п}} / Q_{\text{пал}}, \%; \\ Q_{\text{ег}}^{\text{п}} &= q_{\text{ег}}^{\text{п}} \times Q_{\text{пал}} / 100; q_{\text{ег}}^{\text{п}} = (0,03 \dots 0,05) (100 - q_{\text{пг}}^{\text{п}} - q_{\text{пр}}^{\text{п}} - q_{\text{пп}}^{\text{п}} - q_{\text{вп}}^{\text{п}}); \\ \eta_{\text{ег}} &= 0,95 \dots 0,98; \\ Q_{\text{нб}} &= q_{\text{нб}} \times Q_{\text{пал}} / 100; q_{\text{нб}} = 100 - \eta_{\text{е}} - \Sigma q_i^{\text{п}}. \end{aligned}$$

Особливості складання теплового балансу конденсаційної ПТУ, працює у складі ТЕЦ

Під час визначення складових теплового балансу теплоелектроцентралі необхідно враховувати, що деяка частина теплоти (величина $Q_{\text{пмв}}$ зазвичай задана) передається зовнішньому споживачеві за рахунок відводу пари з двигуна в одному з регульованих відборів. У відносному вигляді її можна уявити як

$$q_{\text{пмв}} = (Q_{\text{пмв}} / Q_{\text{пал}}) \cdot 100 \, \%.$$

Кількість теплоти, що втрачається в конденсаторі, до того ж скорочується, так як зменшуються наскрізні витрати пари на конденсатор

$$D_{\text{скв}} = D_{\text{т}}^{\text{ТЕЦ}} - \Sigma D_{\text{и}} - D_{\text{пмв}};$$

$$D_{\text{т}}^{\text{ТЕЦ}} = D_{\text{т}} + \Delta D_{\text{пмв}};$$

$$Q_{\text{кон}}^{\text{п}} = D_{\text{скв}} (I_{2(4)} - i_{\text{к}});$$

$$q_{\text{кон}}^{\text{п}} = (Q_{\text{кон}}^{\text{п}} / Q_{\text{пал}}) \cdot 100 \, \%.$$

Тут $D_{\text{т}}^{\text{ТЕЦ}}$ – витрати пари на паротурбінний двигун, що працює з додатковим відбором пари на теплофікацію (чи технологічні потреби підприємства). Наближений спосіб визначення її величини наведено в підрозділі 9.1.

Діаграми теплових балансів паротурбінних установок наведені на рис. 9.4, 9.5.

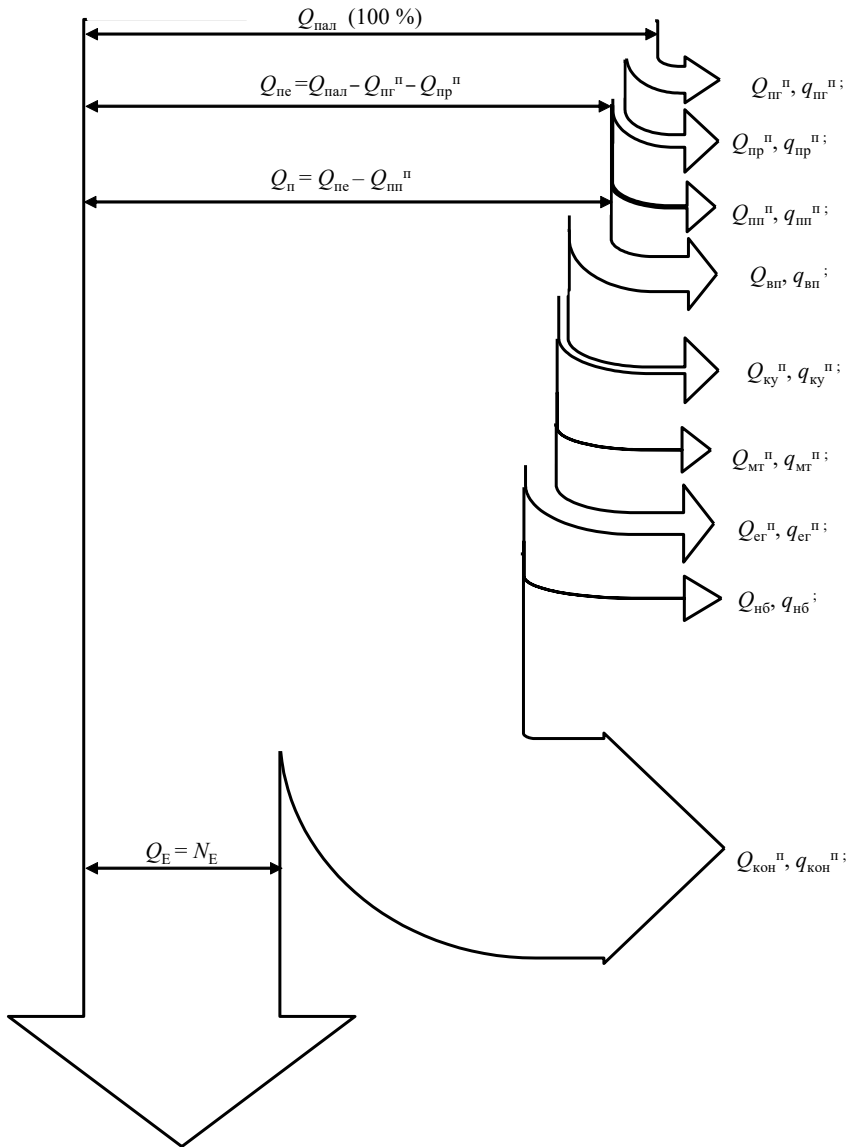


Рис. 9.4. Діаграма теплового балансу конденсаційної електростанції

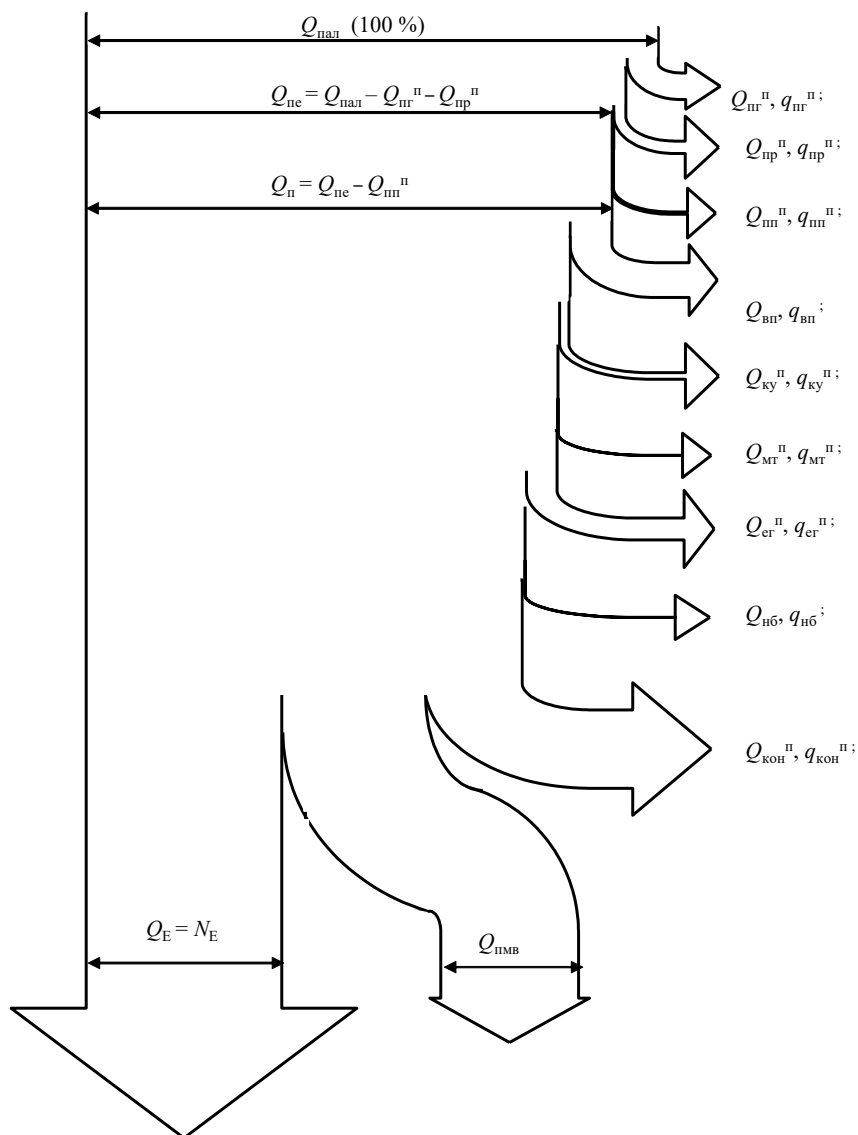


Рис. 9.5. Тепловий баланс ПТУ, що працює у складі ТЕП

10. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

10.1. Вибір потужності електростанцій. Резерви потужності

Кожна електростанція характеризується встановленою потужністю, що являє собою суму номінальних потужностей усіх турбогенераторів. Підставою для вибору потужності КЕС, ТЕЦ, АЕС або АТЕЦ є сумарне навантаження споживачів енергії. Під час оцінки потужності враховуються також наступні фактори:

- нерівномірність навантаження протягом доби і місяців року;
- умови роботи електростанції (ізолювана або в системі);
- необхідність резерву потужності на випадок аварії і проведення планових ремонтів;
- потрібна потужність для приводу механізмів власних потреб і втрати потужності в мережах.

Навантаження споживачів протягом доби і місяців року не постійне. Максимальне навантаження буває ввечері й мінімальне – уночі. У зимові місяці навантаження має більші значення, ніж у літні. Максимум навантаження, відповідне найбільш холодному зимовому місяцю, становить *робочу потужність електростанції*.

Під час оцінки електричної потужності ТЕЦ і АТЕЦ беруться до уваги теплові навантаження споживачів пари і гарячої води. Протягом року теплове навантаження змінюється більш різко, ніж електричне. У зв'язку з цим робочу потужність ТЕЦ доцільно вибирати не за максимумом теплового навантаження, а за деяким проміжним її значенням з метою

більш повного завантаження відборів турбін. Інша частина теплового навантаження забезпечується в цьому випадку піковими водогрійними котлами.

Витрати електроенергії на власні потреби ($N_{\text{вп}}$) залежать від типу електростанції, теплової схеми, виду та якості палива, параметрів пари, типу системи водопостачання та ще кількох факторів, що визначають тип, потужність і кількість допоміжного обладнання. Для різних електростанцій витрати ($N_{\text{вп}}$) становлять 4...10 % робочої потужності.

Втрати потужності в електричних і теплових мережах ($N_{\text{втр}}$) залежать від їх протяжності та якості енергії – напруги електричного струму і параметрів пари й гарячої води. Під час вибору потужності електростанції сума потужностей ($N_{\text{вп}} + N_{\text{втр}}$) береться орієнтовно й дорівнює $\approx 7\%$ робочої потужності. Після вибору обладнання і місця будівництва обидві величини уточнюються з урахуванням конкретних даних.

Під час оцінки потужності ТЕС необхідно передбачати певний її резерв, який би забезпечував надійне енергопостачання споживачів у разі зупинки устаткування на планові ремонти і в разі аварії. Додаткові потужності іменуються відповідно *аварійним* і *ремонтним* резервами. Сума робочої та аварійної потужності становить наявну потужність електростанції, а наявна потужність у сумі з потужністю ремонтного резерву – *установлену* потужність:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{роб}} + N_{\text{ав}} + N_{\text{рем.}}$$

Більший резерв потужності потрібний для ізольованих електростанцій. Для електростанцій, об'єднаних в енергосистеми, резерв розраховується не для кожної з них окремо, а для системи в цілому. Зазвичай енергосистема складається з електростанцій різних типів. Крім КЕС у системі можуть бути ТЕЦ, ГЕС і АЕС, режим роботи яких протягом року не однаковий. Для ТЕЦ навантаження знижується в теплу пору року, для ГЕС – у період між паводками; АЕС зупиняється

в разі перевантаження реакторів. Ці планові зміни режимів використовуються для ремонту обладнання. Різноманітність періодів зниження навантажень створює можливість ремонту обладнання протягом усього року за меншої потреби потужності ремонтного резерву.

У великих енергосистемах, що охоплюють територію з різними поясами часу, настання вечірніх максимумів навантаження не одночасний для всіх поясів. З'являється природний резерв потужності, який ураховується і використовується як аварійний резерв.

У разі об'єднання електростанцій у системи й укрупнення самих систем економічно вигідно збільшувати потужності знову споруджуваних електростанцій до значень, які визначаються тільки технічними можливостями і доцільністю концентрації енергії в одному пункті. Потужність електростанції може бути також обмежена за умовами гранично-допустимого забруднення атмосфери шкідливими викидами і дефіцитом водних ресурсів. Забруднення атмосфери зростає зі збільшенням кількості і погіршенням якості палива, що спалюється.

Питомі капітальні витрати на спорудження електростанції (обчислювані у гривнях на 1 кВт) зменшуються зі збільшенням установленної потужності та укрупнення агрегатів і блоків. Однак через концентрації великої потужності в одному пункті потрібно передавати електроенергію на великі відстані, тобто будувати ЛЕП великої протяжності. З цих міркувань може виявитися більш вигідним будувати замість однієї великої кількості електростанцій невеликої потужності, але розташованих поблизу споживачів енергії.

10.2. Оцінка надійності роботи агрегатів і блоків. Вибір резервів потужності

Протягом календарного року кожен агрегат або блок деякий час не працює. Неробочий час поділяється на *плановий*, необхідний для проведення ремонтів, і *неплановий*, що викликається аварійними зупинками. На кожній електростанції ведеться облік аварійних простоїв та їхніх причин, які потім узагальнюються в масштабах енергосистеми у вигляді статистичних даних про аварійність. Аналіз цих даних дозволяє виявляти повторюваність окремих причин аварій, характерних для тих чи інших агрегатів і блоків, та впроваджувати організаційно-технічні заходи щодо вдосконалення обладнання і підвищення надійності його роботи. Статистичні дані використовуються для визначення коефіцієнтів надійності, аварійності та готовності.

Коефіцієнт надійності являє собою відношення часу справної роботи агрегата або блока до суми часу справного стану й аварійного простою:

$$p = \tau_{\text{роб}} / (\tau_{\text{роб}} + \tau_{\text{ав}}).$$

Коефіцієнт аварійності визначається як відношення часу аварійного простою до суми часу аварійного простою і справного стану:

$$q = \tau_{\text{ав}} / (\tau_{\text{ав}} + \tau_{\text{роб}}).$$

Коефіцієнт готовності є відношенням суми робочого і резервного часу до суми можливих станів агрегата або блока:

$$\Gamma = (\tau_{\text{роб}} + \tau_{\text{рез}}) / (\tau_{\text{роб}} + \tau_{\text{рез}} + \tau_{\text{ав}} + \tau_{\text{рем}}) = (\tau_{\text{роб}} + \tau_{\text{рез}}) / 8760.$$

Коефіцієнти надійності й аварійності пов'язані співвідношенням

$$p = 1 - q.$$

За значеннями зазначених вище коефіцієнтів можна робити висновки про якість роботи обладнання електростанції протягом року.

Надійність і готовність сучасних блоків ТЕС і АЕС залежить зазвичай від стану й роботи парових котлів, парогенераторів, реакторів і турбін. Вплив електричних агрегатів (генераторів і трансформаторів) позначається мало через порівняно меншою їх аварійністю.

Статистичні дані про надійність та аварійність агрегатів і блоків використовуються під час проєктування електростанцій та енергосистем для оцінки резерву потужності. Резерв створюється двома способами: недовантаженням декількох агрегатів і блоків (*обертальний резерв*) та наявністю одного або декількох агрегатів і блоків у зупиненому стані, але повністю готових до пуску (*холодний резерв*).

Резерв потужності електростанції або енергосистеми вибирається мінімально необхідним. У разі нестачі резерву та вимушеній зупинці агрегатів і блоків можливе неповне відпущення енергії споживачам. Наявність резерву «із запасом» не виправдовує себе, оскільки витрати на установку додаткової потужності не окупаються виробленням енергії. Протягом року резервна потужність використовується не повністю.

Найбільш просто обґрунтовується ремонтний резерв. Під час планування ремонтів рівномірно протягом усього року резерв повинен дорівнювати сумарній потужності одночасно виведених у ремонт агрегатів і блоків. Резерв може взагалі не знадобитися, якщо є можливість виконувати ремонтні роботи в період мінімуму річного графіка навантаження.

Аварійний резерв потужності вибирається на основі зіставлення двох величин: річних розрахункових витрат на додаткову потужність і річної шкоди від неповного відпуску електроенергії споживачам.

10.3. Вибір основного обладнання електростанцій

Основним обладнанням ТЕС і АЕС є парові котли, парогенератори, реактори, турбогенератори, трансформатори. Серійні агрегати, що випускаються в нашій країні, стандартизовані за відповідними показниками: потужності, параметрам пари, продуктивності, напруги й сили струму і т. п. Під час вибору перевага надається стандартним агрегатам, нестандартні застосовуються тільки в тих випадках, якщо установка їх виравдовує витрати, пов'язані з проектуванням і освоєнням.

На вибір агрегатів істотно впливає теплова схема електростанції. На конденсаційних ТЕС, що входять у великі енергосистеми, застосовуються тільки блокові схеми з проміжним перегрівом пари. Неблочні схеми з поперечними зв'язками пари і води виконуються без проміжного перегріву. На АЕС основне обладнання також установлюється у вигляді блоків, однак схеми блоків бувають різні. У нашій країні, як і за кордоном, застосовувались одноконтурні та двоконтурні схеми (наразі тільки двоконтурні). Кожна зі схем розроблена стосовно до певного типу реактора.

Серійні блоки ТЕС випускалися в СРСР з одним проміжним перегрівом пари потужністю 150, 200, 300, 500 і 800 МВт. На блоках потужністю 150 і 200 МВт тиск пари перед турбіною взято рівним 12,5 МПа, а на потужніших блоках – 23,5 МПа. Температура первинної і вторинної пари на всіх блоках дорівнює 540 °С. Серійними блоками АЕС є двоконтурні блоки з реакторами типу ВВЕР потужністю 440 і 1000 МВт.

Тип і кількість основного обладнання повинні відповідати заданій потужності електростанції і передбаченому режиму її роботи. Можливі варіанти щодо значень потужностей блоків, параметрам пари визначаються техніко-економічними показниками.

Обмеження щодо потужностей обраних блоків накладаються потужністю енергосистеми. Для того, щоб система

була стійка в разі аварійного відключення найбільшого блока, потужність знову споруджуваного блока не повинна перевищувати аварійного резерву потужності енергосистеми.

Численні опрацювання питань стійкості систем за різних поєднань генеруючих потужностей показують, що максимальна потужність знову споруджуваних блоків повинна бути не більше 10 % потужності всієї системи.

Під час спорудження електростанцій чергами потужність блоків кожної черги вибирається однаковою. Найбільш доцільна кількість черг – чотири. До того ж досягається максимальна ефективність ведення будівельно-монтажних робіт з одночасним здешевленням і скороченням термінів будівництва черги. Після пуску першої черги потужність системи зростає і на другій та наступних чергах можна вже встановлювати більші блоки.

До блоків, призначених для регулювання навантаження системи (піковим і напівпіковим), висуваються додаткові обмеження за потужністю та параметрами пари. За умовами роботи ці блоки повинні мати невеликий термін пуску і швидко набирати навантаження в години наступу максимуму. Це насамперед викликає швидкі зміни температури у стінках елементів пароводяного тракту. Для запобігання великих температурних напружень стінки не повинні бути занадто товстими, а параметри пари – занадто високими.

На сьогодні параметри пари пікових блоків, що випускаються в нашій країні, не перевищують 12,8 МПа і 540 °С. Для покриття пікових навантажень використовуються не тільки паротурбінні блоки. Широке поширення для цих цілей отримують газотурбінні установки, а за наявності необхідних природних умов – гідроакумуючі електростанції.

Вибір основного обладнання для блочних ТЕС полягає у виборі блоків, що включають у себе всі основні агрегати та допоміжне обладнання. На неблочних ТЕС кожен агрегат вибирається окремо. Спочатку вибираються теплові агрегати

(котли та турбіни), потім електричні (генератори і трансформатори). Вибір останніх визначається вибором турбіни.

Парові котли. Основними характеристиками, за якими вибираються парові котли, є: вид палива, параметри пари, продуктивність, компоновочна й технологічна схеми, спосіб видалення шлаку, габаритні розміри.

Швидке зростання потужностей блоків викликало тимчасове відставання у створенні парових котлів великої продуктивності. На перших блоках потужністю 200 МВт, а потім і на більш потужних установлювалися двокорпусні парові котли. На сьогодні для блоків усіх потужностей розроблені й застосовуються серійні однокорпусні парові котли з різною компоновкою конвективних газоходів.

Тип парового котла має відповідати виду палива, що споживає проєктована електростанція. Для найбільш поширених палив (вугілля, газу, мазуту, торфу) вибираються котли з *П*- і *Т*-образної компоновки і топковою камерою, розробленою для того чи іншого виду палива. Для палив з легкоплавкою золою доцільно вибирати котли з рідким шлаковидаленням. При цьому досягається високе (до 90 %) вловлювання золи в топці і знижується абразивний знос поверхонь нагріву. З цих же міркувань для високозольних палив, таких як сланці й відходи вуглезбагачення, вибираються парові котли з чотиріхходовим компонованням.

Для нових або нестандартних видів палива котли вибираються за паливом близького складу. Потім проводиться перевірений тепловий розрахунок з метою уточнення техніко-економічних показників. До того ж може виявитися, що для забезпечення необхідної продуктивності та параметрів пари потрібно буде змінити значення площ деяких поверхонь нагріву.

Параметри пари на виході з котла повинні бути більшими, ніж перед турбіною, з урахуванням втрат у паропроводі: за тиском на 4...9 %, а за температурою – на 1...2 %. Менші значення втрат беруться для блокових схем.

На ТЕС встановлюються або барабанні, або прямоточні котли. Якщо тиск пари проєктованої ТЕС прийнято не вище 17 МПа, то встановлюються барабанні парові котли з природною циркуляцією, у разі більш високого тиску встановлюються прямоточні котли. Природна циркуляція надійно забезпечується тільки за тиском не вище 17 МПа. Деякими зарубіжними фірмами випускаються барабанні котли з багаторазовою примусовою циркуляцією, які можуть надійно працювати і за більш високого тиску.

Барабанні котли менш вимогливі до якості живильної води, ніж прямоточні. Тому їх доцільно встановлювати в разі морського водопостачання і на ТЕЦ з великими втратами конденсату. Витрати на водопідготовку в цих випадках на 30...50 % менше, ніж під час установки прямоточних котлів.

Продуктивність парового котла блока ТЕС вибирається такою, щоб забезпечувались номінальні витрати пари на турбіну разом з витратою на власні потреби і запасом, рівним 3 %:

$$D_{\text{гг}} = (D_{\text{т}} + D_{\text{вп}}) \times 1,03.$$

Витрати пари на власні потреби (ущільнення турбін, пускові ежектори та ін.) становить близько 2,2 % витрати пари на турбіну.

Резервні котли на блочних ТЕС не встановлюються. На ТЕЦ як резерв встановлюються водогрійні котли. Кількість їх береться рівною не менше двох, а сумарна потужність така, щоб у разі відключення одного парового котла, інші разом з водогрійними котлами забезпечували середнє опалювальне навантаження найбільш холодного місяця.

Кількість котлів вибирається рівною кількості турбін – це дозволяє мати однакову будівельну довжину котельного і турбінного відділень. Відхилення від цього правила допускаються тільки під час реконструкції електростанцій.

На ТЕЦ як резерв парового промислового навантаження використовується дозволене в межах режимної карти турбін

збільшення відбору понад номінального за рахунок зниження електричного навантаження. Для ТЕЦ, включених у систему, за допустиме зниження потужності береться потужність найбільшого із встановлених генераторів.

Реактори АЕС. За порівняно невеликий час (з 1954 р.) у СРСР та інших країнах розроблено досить багато конструкцій реакторів. Накопичений досвід будівництва та експлуатації різних типів реакторів дозволив з усього різноманіття вибрати найбільш перспективні й налагодити їх серійний випуск.

На сьогодні в усьому світі як серійні застосовуються уранові гетерогенні реактори на теплових нейтронах з водою під тиском, або киплячі, що працюють за циклом насиченої пари, а також реактори з газовим теплоносієм. Як теплоносій використовується вода або газ, а як сповільнювач – вода (звичайна й важка) та графіт.

Водо-водяні енергетичні реактори (ВВЕР) відрізняються компактністю і простотою конструкції активної зони. Використовувані в реакторі стрижневі ТВЕЛі прості у виготовленні та надійні в роботі. Як теплоносій і сповільнювач використовується така доступна рідина, як вода. Реактори цього типу називаються *корпусними*. Високі вимоги до надійності корпусу забезпечуються тільки за умови заводського виготовлення з наступною доставкою його до місця установки. Допустимий розмір залізничних перевезень накладає обмеження на розміри корпусів, а отже, і на потужність реакторів. У нашій країні гранична теплова потужність ВВЕР на сьогодні складає 3000 МВт (1000 МВт електричної потужності). Характеристики серійних реакторів і енергетичних блоків АЕС наведені в табл. 10.1.

Техніко-економічні показники серійних АЕС тим вище, чим більша потужність установлених реакторів. Тому для знову проєктованих АЕС, які будуть працювати у великих енергосистемах, доцільно встановлювати реактори граничної потужності.

Теплова схема блока АЕС обумовлюється типом обраного реактора. Так для реактора типу РБМК застосовується тільки одноконтурна схема, для ВВЕР – двоконтурна, а для реакторів на швидких нейтронах – триконтурна.

Парогенератори встановлюються на дво- і триконтурних АЕС. Виконуються вони у вигляді трубчастих теплообмінників горизонтального або вертикального типу. Вибір конструкційного типу залежить від параметрів пари і вимог до її якості.

У горизонтальних парогенераторах трубчаста система займає не більше 50 % його обсягу. Наявність великого парового об'єму за малого питомого навантаження дзеркала випаровування дозволяє забезпечити норми якості пари найпростішими сепараційними пристроями. Це особливо важливо за низьких параметрів пари і великому її обсязі. Тому на АЕС, що працюють на насиченій парі, застосовуються найчастіше горизонтальні ПГ, незважаючи на те, що для їх установаження потрібна більша площа, ніж для вертикальних.

У вертикальних ПГ трубчаста система займає більше 95 % обсягу корпусу, завдяки чому одинична продуктивність їх у 1,5...2 рази більше, ніж горизонтальних. Якість пари забезпечується досить складними сепараційними пристроями у вигляді циклонів, жалюзійних решіток та застосуванням паропромивки.

Вертикальні ПГ доцільно застосовувати на АЕС з високими параметрами пари та великою тепловою потужністю циркуляційних петель, коли поряд з великою продуктивністю потрібно забезпечити високу якість виробленої пари. У деяких випадках вибір типу ПГ може бути поставлений у залежність від потрібної площі для їх установаження.

Кількість ПГ реакторної установки (блока) відповідає кількості циркуляційних петель, а теплова потужність і продуктивність пари – тепловій потужності петлі. Резервні ПГ не встановлюються.

Таблиця 10.1. Характеристики серійних блоків АЕС

Характеристика, одиниця виміру	Реактор	
	ВВЕР-440	ВВЕР-1000
Потужність блока, МВт	440	1000
Тиск у першому контурі, МПа	12,5	16,0
Температура пари перед турбіною, °С	255	274
Тиск пари перед турбіною, МПа	4,4	6,0
Теплова схема блока	Двоконтурна	
Кількість циркуляційних петель, шт.	6	4
Витрати води через реактор, м³/год	39 000	76 000
Температура води в першому контурі (вхід / вихід), °С	269/300	289/324
Кількість турбін у блоці, шт.	2	2
Витрати енергії на власні потреби, %	6,48	4,7
Собівартість електроенергії, коп/(кВт·год)	0,7	0,6
ККД (брутто), %	32	33
Компанія реактора, годин	7000	7000
Глибина вигорання, МВт·доб./т	28 600	35 000
Розміри корпусу реактора (діаметр / висота), м	3,5/12	4,3/10,8
Маса корпусу реактора, т	200	270
Питомий об'єм головної будови блока, м³/кВт	0,88	0,50

ПГ серійних АЕС входять у комплект поставки блока, тому вибір їх під час проектування АЕС не проводиться. Для блоків із серійними реакторами ВВЕР основні характеристики парогенераторів наведені в табл. 10.2.

Таблиця 10.2. Характеристики горизонтальних ПГ

Характеристики, одиниця виміру	Реактор	
	ВВЕР-440	ВВЕР-1000
Паропродуктивність, т/год	452	1469
Тиск пари на виході, МПа	4,63	6,3
Температура живильної води, °С	226	220
Вологість пари на виході, %	0,005	0,2
Кількість трубок, шт.	5540	15648
Діаметр і товщина стінок трубок, мм	16 × 1,4	12 × 1,2
Маса ПГ без води, т	145	265

Турбіни і генератори. Номенклатура турбін і генераторів узгоджена за шкалою потужності: для кожної турбіни в каталогах на обладнання вказується і тип відповідного генератора.

На блочних КЕС потужність турбін повинна відповідати обраній потужності блоків, а їх кількість – заданій потужності електростанції. На сучасних блоках установлюються конденсаційні турбіни потужністю 150, 200, 300, 500 і 800 МВт з проміжним перегрівом пари. У найближчі роки може набуті поширення турбіна потужністю 1200 МВт.

На АЕС тип турбіни залежить від схеми блока. При одно- і двоконтурних схемах з реакторами ВВЕР застосовуються турбіни насиченої пари потужністю 220, 500 і 1000 МВт.

На ТЕЦ встановлюються конденсаційні турбіни з одним і двома регульованими відборами і турбіни з регульованим протитиском з відбором та без відбору пари. Тип турбіни вибирається з урахуванням значення і співвідношення теплових навантажень. Так для промислово-опалювальних ТЕЦ застосовуються конденсаційні турбіни типу ПТ з двома регульованими відборами пари. Якщо переважає опалювальне навантаження, то на додаток до турбін ПТ можуть бути встановлені турбіни типу Т з теплофікаційними відборами, а в разі переважання промислового навантаження – турбіни типів ПР і Р з промисловим відбором і протитиском. На першій черзі ТЕЦ встановлюється зазвичай не менше двох турбін.

Для ТЕЦ, включених у системи, вибираються такі турбіни, які за параметрами і номінальній витраті промислових відборів відповідали б навантаженню споживачів. Вибір буде оптимальним, якщо теплофікаційні відбори турбін будуть забезпечувати не менше половини опалювального навантаження найхолоднішого місяця року. Інша половина буде забезпечуватися піковими водогрійними котлами.

У разі розширення ТЕЦ з метою збільшення опалювальної потужності розглядаються два варіанти: або установлення турбіни типу Т, або збільшення кількості водогрійних котлів.

Якщо в системі відчувається дефіцит електричної потужності, то питання вирішується на користь установлення турбін.

Турбіни, що працюють на протитиск, установлюються на другій і наступній черзі будівництва ТЕЦ, а також під час модернізації застарілих ТЕЦ.

Резервні турбіни на ТЕЦ не встановлюються. Резервом промислового теплового навантаження є можливість збільшення відбору пари понад номінальних значень за рахунок зниження електричної потужності в межах діаграми режимів турбін. Як додатковий резерв установлюється редуційно-охолоджувальна установка (РОУ), продуктивність якої повинна бути не менше відбору однієї турбіни. Резервом опалювального навантаження є пікові водогрійні котли.

Для ізольованих ТЕЦ вибір турбін також визначається тепловими навантаженнями споживачів. Однак кількість турбін вибирається таким, щоб у разі зупинки однієї інші забезпечували необхідне електричне навантаження.

11. ГЕНЕРАЛЬНИЙ ПЛАН ТЕС І АЕС

11.1. Загальні принципи розміщення електростанцій. Вимоги до майданчиків

Потужні конденсаційні електростанції на органічному паливі споруджуються зазвичай поблизу джерел палива: великих родовищ вугілля, торфу, сланців, нафтопереробних заводів, магістральних газопроводів.

Під час розміщення електростанцій велике значення надається близькості їх до споживачів енергії з метою скорочення протяжності ліній електропередачі або трубопроводів пари й гарячої води. Електроенергія до близько розташованих споживачів може подаватися на генераторній напрузі без споруди підвищуючих підстанцій. Під час роботи на енергосистему можливості вибору місця будівництва потужних конденсаційних електростанцій розширюються.

Для ТЕЦ і АТЕЦ вирішальне значення має близькість до споживачів тепла, оскільки подача пари й гарячої води економічно доцільна в межах лише кількох кілометрів.

Будівництво АЕС планується насамперед у таких районах, де відчувається брак запасів органічного палива, а доставлення його з віддалених родовищ економічно не вигідне. У колишньому СРСР до таких районів відносилась європейська частина країни.

Вибір майданчиків у визначеному для будівництва електростанції районі проводиться на стадії техніко-економічного обґрунтування проєкту за даними геологічних досліджень

і геодезичної зйомки району. Обґрунтування складається на основі аналізу наступних факторів:

1. *Близькість до джерела паливостачання.* Умова, що визначає співвідношення витрат на будівництво транспортних споруд та вартості доставлення палива.

Для потужних ТЕС на низькосортному паливі (бурому вугіллі, торфу, сланці) близькість до видобутку є обов'язковою умовою. У разі використання високоякісного вугілля доставлення його може бути рентабельним і на великі відстані, що дозволяє вибирати майданчик ближче до споживачів енергії. У цьому випадку майданчик вибирається на основі зіставлення витрат на доставлення палива і втрат енергії в мережах для різних варіантів майданчиків.

Для ТЕС на газі й мазуті відстань до джерела постачання палива не має такого великого значення, оскільки витрати на доставлення цих палив істотно нижчі, ніж для вугілля, торфу або сланців.

Під час вибору майданчиків для АЕС даний фактор взагалі не враховується у зв'язку з незначними витратами на транспортування ядерного палива.

2. *Близькість до джерела водопостачання.* Електростанція повинна розташовуватися поблизу річки, озера чи моря з метою зменшення затрат на спорудження гідротехнічних об'єктів і забезпечення мінімальної протяжності комунікацій технічного водопостачання. Найбільш сприятливою буде той майданчик, де система водопостачання може бути прямоочною. Наявність поблизу майданчика потужного водного джерела і невелике перевищення рівня майданчика над джерелом часто є вирішальними факторами під час вибору місця спорудження електростанції.

3. *Сприятливість рельєфу місцевості.* Майданчик не повинен мати великих нерівностей. Найбільш сприятливими вважаються такі майданчики, які мають рівну поверхню з ухилом не більше 0,5...1,0%. У разі наявності великих

нерівностей потрібно розпланування території та виконання значного обсягу земляних робіт.

4. *Сприятливість якості ґрунту.* Сприятливими вважаються ґрунти, що допускають будівельне навантаження не менше 20...25 Н/см². Від якості ґрунту залежить вартість будівництва підземних споруд, їх стійкість і довговічність. Будівництво електростанцій на слабких ґрунтах вимагає застосування штучних основ у вигляді паль або суцільної залізобетонної плити.

У районах вічної мерзлоти майданчик вибирається або на скельній основі або на височині з непросадочним, великоуламковим або піщаним ґрунтом. У районах з підвищеною сейсмічною небезпекою сприятливими ґрунтами вважаються невивітрені скельні та напівскельні породи, а також щільні й маловологі великоблочні ґрунти.

5. *Низький рівень ґрунтових вод.* Майданчик має бути якомога «сухим», тобто не затоплюватись ґрунтовими й паводковими водами. Сухими вважаються майданчики з глибиною рівня ґрунтових вод не менше 5 м від поверхні землі. У разі меншої глибини будівництво електростанції дорожчає через необхідність спорудження пристроїв водозниження і ретельної гідроізоляції підвальних приміщень. Особливо суворі вимоги в цьому відношенні висуваються до майданчиків АЕС і, зокрема, до таких об'єктів, як могильники радіоактивних відходів, що споруджуються у вигляді підземних споруд. Підстава їх повинна бути завжди вище рівня ґрунтових вод.

6. *Близькість до існуючих залізниць і житлових селищ.* Ці умови розглядаються щодо витрат на спорудження під'їзних шляхів до майданчика і комплектування робочої сили в початковий період будівництва. За інших рівних умов кращим буде той майданчик, який ближче до існуючої залізниці і поблизу якої є великий населений пункт.

7. *Достатні розміри території.* Майданчик повинен мати розміри, достатні для розміщення не тільки об'єктів електростанції, а й необхідної санітарної зони.

Для ТЕС радіус санітарної зони становить 500...1000 м; більший розмір береться в разі спалювання високозольних і високосірчистих палив. До того ж береться до уваги наявність поблизу майданчика інших підприємств, які вже створюють певний рівень забруднення в даній місцевості. У разі наявності фонового забруднення розміри зони повинні бути такі, щоб загальний рівень умісту шкідливих речовин в атмосфері не перевищував чинних норм.

До майданчиків АЕС висувають додаткові вимоги, що впливають з умов забезпечення радіаційної безпеки населення в разі найбільш тяжкої аварії реакторної установки. Розміри майданчика повинні бути достатніми для організації зони суворого санітарного режиму в радіусі 4...6 км. На території цієї зони не допускається сільськогосподарське землекористування, проживання людей і наявність підприємств, пов'язаних з виробництвом продуктів харчування.

Для перших АЕС майданчики вибиралися не ближче 40 км від великих населених пунктів типу обласних центрів. У недалекому минулому (50...60 років тому) ця вимога стала менш жорсткою. У багатьох країнах АЕС розміщуються на відстані 5...15 км від великих міст, що стало можливим завдяки накопиченому досвіду експлуатації АЕС та підтвердженню їх надійності й безпеки.

Зазвичай у районі визначеного будівництва електростанції виявляють кілька майданчиків, які відповідають описаним вище вимогам. Остаточний вибір проводиться на основі аналізу техніко-економічних показників порівнюваних варіантів, наприклад, терміну окупності капіталовкладень.

Капітальні витрати включають у себе витрати на наступне:

- освоєння території, знесення і відчуження земель;
- планування території;
- будівництво гідротехнічних споруд та під'їзних шляхів;
- будівництво споруд з видачі електричної і теплової енергії;

- будівництво споруд для золошлаковидалення;
- тимчасове енергопостачання.

Експлуатаційні витрати включають у себе:

- витрати на паливо, у тому числі його перевезення;
- амортизаційні відрахування;
- технічне водопостачання.

Ці показники визначаються за діючими тарифами і розцінками. Неважко помітити, що експлуатаційні витрати відносяться до категорії змінних, для кожного з визначених майданчиків вони будуть різними.

Капітальні витрати, куди входять вартість обладнання, монтажу, ремонтів, зарплата персоналу та інше, можуть бути однаковими для всіх варіантів майданчиків і з порівняльного аналізу виключені. Перевага віддається тому майданчику, для якого термін окупності буде менше.

11.2. Генеральний план електростанції

Для обраного майданчика будівництва електростанції складається план розміщення на ній усіх необхідних будівель. Цей документ, іменований генеральним планом, містить наступні розділи і найменування об'єктів:

А. Будинки і споруди основного виробничого призначення:

1. Головний корпус з прилягаючими до нього будівлями та майданчиками для розміщення золоуловлювачів, димососів та ін.
2. Димові та вентиляційні труби.
3. Об'єкти паливного господарства (розвантажувальні пристрої, галереї конвеєрів, дробильний корпус, склад палива, мазуто-насосна станція, газорозподільна станція та ін.).
4. Розподільчий пристрій закритого або відкритого типу.
5. Щит управління, якщо він розташовується в окремій будівлі.

6. Споруди технічного водопостачання (берегові або центральні насосні станції, градирні, бризкальні басейни, підвідні й відвідні водоводи технічної води).

7. Хімоводоочищення.

8. Будівля ремонтного цеху та майстерень.

9. Золівідвал і пульпопроводи до нього.

Б. Підсобні виробничі об'єкти:

1. Адміністративний об'єднаний допоміжний корпус.

2. Склади (матеріальний, для масел, водневих балонів та ін.).

3. Будинки ацетиленової, кисневої та компресорної станції.

4. Під'їзні залізничні та автомобільні шляхи.

В. Допоміжні об'єкти:

1. Локомотивне депо, гараж, пожежне депо.

2. Водоочисні споруди (відстійники, біологічні фільтри та ін.).

3. Їдальня.

4. Прохідна.

Перелік об'єктів для АЕС додатково передбачає:

1. Сховища (могильники) твердих і рідких радіоактивних відходів.

2. Склад свіжих ТВЕЛів.

3. Азотну станцію.

4. Допоміжний корпус, у якому розміщуються різні лабораторії; нижні поверхи корпусу відводяться для гардеробів і санпропускників.

5. Центри – вентиляційний і спеціального водоочищення (за розміщення їх в окремій будівлі).

На період будівництва електростанції на генплані передбачаються місця для розміщення будівлі адміністрації будівельної організації, майстерень, бетонного заводу, монтаж-но-складальних майданчиків, побутових приміщень тощо. Після закінчення будівництва ці об'єкти або ліквідуються, або використовуються як допоміжні.

Більшість з перерахованих вище об'єктів розміщується в межах огорожі електростанції. За огорожу виноситься золовідвал, резервний і видатковий склади торфу, мазутне господарство, якщо ємність його перевищує 10 000 м³, об'єкти технічного водопостачання. Електричні розподільчі пристрої, насосні станції та сховища радіоактивних відходів розміщуються як усередині, так і поза огорожі, але з обов'язковою місцевою огорожею.

На перелік і кількість об'єктів генплану впливає тип електростанції, теплова схема, вид використовуваного палива та тип системи водопостачання. Визначені до спорудження об'єкти розміщуються на майданчику таким чином, щоб зайнята територія ТЕС чи АЕС була мінімально необхідною, без зайвих площ і перебільшених розривів між об'єктами. Якщо електростанція споруджується чергами, то передбачаються резервні площі для її розширення.

Складання генплану починається з розміщення головного корпусу, що визначає розміщення і компонування всіх інших об'єктів. Головний корпус розміщується таким чином, щоб турбінне відділення було звернено до водного джерела. Це забезпечує мінімальну довжину водоводів технічного водопостачання. За зворотного водопостачання з градирянми орієнтування головного корпусу визначається зручностями трасування ліній електропередачі, залізничних колій і природними умовами майданчика, зокрема напрямком пануючих вітрів. Градирні зазвичай розміщуються з боку постійного торця головної будівлі, орієнтування якого повинно бути таким, щоб постійний торець був з підвітряного боку.

Відстань між градирянми і головним корпусом, а також відкритим розподільчим пристроєм не повинно бути менше 100 м.

Місце для відкритого розподільчого пристрою відводиться зазвичай з боку турбінного відділення, а іноді – з боку постійного торця головного корпусу. На вибір місця впливають два фактори: забезпечення найкоротшої протяжності

струмопроводів генераторної напруги і зручність трасування виводів повітряних ліній електропередачі. Паливоподача та паливне господарство розміщуються з боку котельного відділення не ближче, ніж у 200...250 м від головного корпусу. Мінімальна відстань визначається допустимим кутом підйому конвеєрів подачі палива.

Склад свіжих ТВЕЛів розміщується поруч з реакторним приміщенням. Вентиляційний центр і центр спеціального водоочищення розміщуються як у головній будівлі АЕС, так і поза нею, в окремих будівлях. Це загальностанційні об'єкти, тому місце для них вибирають або між блоками, або поруч з головною будівлею (з боку реакторного відділення).

Сховища твердих і рідких радіоактивних відходів не повинні бути ближче 500 м від головної будівлі. Місце для них відводиться осторонь доріг загального користування та інших об'єктів. Від головної будівлі до сховищ прокладається пряма автодорога та підземна або надземна трубопровідна галерея, що слугує для транспортування радіоактивних відходів.

Лабораторно-допоміжна будівля АЕС прилягає до постійного торця головного корпусу. Паралельно йому розташовується адміністративна будівля.

Підсобні й допоміжні об'єкти ТЕС і АЕС розміщуються на генплані таким чином, щоб забезпечувалася мінімальна протяжність залізничних і автомобільних шляхів. Доцільно розміщувати їх у одній залізничній колії з максимальним наближенням до парку шляхів паливного господарства. Під час розміщення повинні витримуватися встановлені пожежні та санітарні розриви.

З метою економії території і здешевлення будівництва застосовується поєднання деяких об'єктів у загальних будівлях або на загальних майданчиках. Так на потужних сучасних ТЕС застосовується варіант генплану з об'єднаним допоміжним корпусом, у якому розміщуються майже всі допоміжні об'єкти; на одному майданчику об'єднуються розпалювальне

мазутне господарство і склад масла. Суміщення застосовуються і на АЕС. Наприклад, у головному корпусі досить часто розміщують склад свіжих ТВЕЛів, а також спецводоочищення і вентиляційний центр.

Монтажно-складальний майданчик та інші тимчасові об'єкти розміщують з боку тимчасового торця головного корпусу. Місце для них вибирається таким чином, щоб вони не заважали спорудженню постійних об'єктів.

Місце для житлового селища вибирається за межами санітарної зони, з навітряного боку по відношенню до електростанції. Між селищем та електростанцією споруджуються автодорога і тротуар.

Економічними показниками компонування генплану є:

- питома площа забудови, $\text{м}^2/\text{МВт}$: $f_{\text{ппз}} = F/N$;
- коефіцієнт використання території, %: $k_{\text{тер}} = 100F_{\text{сум}}/F$;
- коефіцієнт забудови, %: $k_{\text{заб}} = 100F_{\text{буд}}/F$,

де F – площа, яка знаходиться в огорожі електростанції, м^2 ; N – установлена потужність електростанції, МВт ; $F_{\text{буд}}$ – площа, зайнята будівлями, м^2 ; $F_{\text{сум}}$ – сумарна площа, зайнята будівлями і спорудами, м^2 .

11.3. Приклади компонувань генпланів електростанцій

У нашій країні для споруджуваних серійних ТЕС і АЕС використовуються типові проекти генпланів для різних електростанцій. На рис. 11.1 і 11.2 показані генплани конденсаційних ТЕС на газомазутному паливі та вугіллі з блоками 300 МВт , що застосовуються для ЕС потужністю 2400 і 3000 МВт з установкою відповідно восьми або десяти блоків.

Головна будівля має ліву компоновку з розташуванням відкритого розподільчого пристрою (ВРП) перед постійним торцем. Є варіант генплану з розташуванням ВРП перед фронтом турбінного відділення.

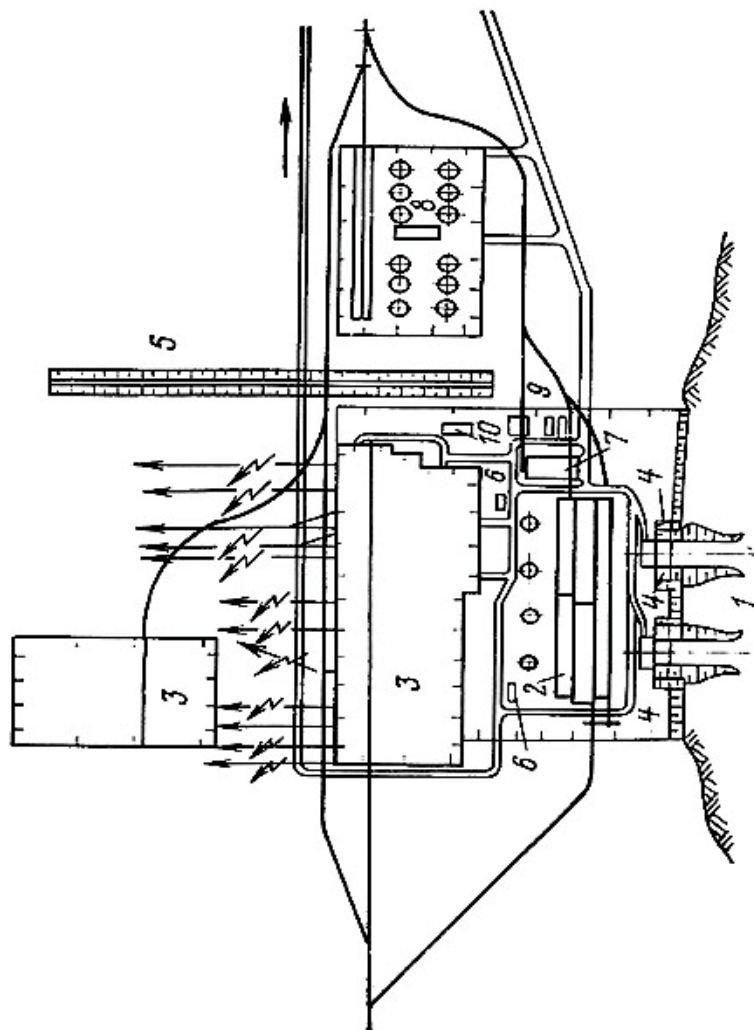


Рис. 11.1. Генплан КЕС з блоками 300 МВт
на газомазутному паливі:

- 1 – водосховище; 2 – головна будівля; 3 – ВРП; 4 – насосна станція;
5 – відвідний канал; 6 – газорозподільні пункти; 7 – об'єднаний
допоміжний корпус; 8 – мазутне господарство; 9 – склад масла;
10 – пускова котельня

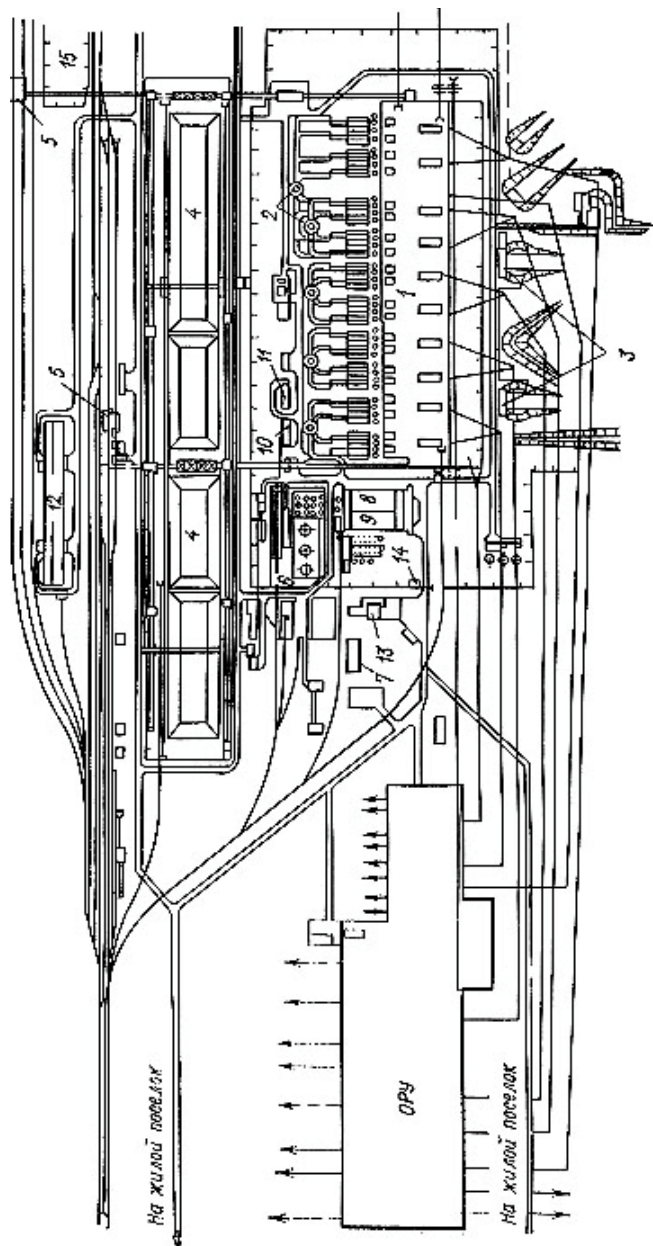


Рис. 11.2. Генплан КЕС з блоками 300 МВт на вугіллі:

1 – головна будівля; 2 – димова труба; 3 – насосні станції; 4 – склад вугілля; 5 – розвантажувачі вагонів; 6 – мазутно-масляне господарство; 7 – службовий корпус; 8 – центральна майстерня; 9 – хімводоочищення; 10 – пускова котельня; 11 – компресорна станція; 12 – пристрій для розморожування; 13 – їдальня; 14 – прохідна; 15 – склад

Варіант цей менш економічний, так як головну будівлю необхідно віддаляти від водосховища на 300...400 м з відповідним подовженням комунікацій технічного водопостачання. Є також варіант з розміщенням ВРП за вугільним складом, у якому з'єднання підвищувальних трансформаторів з ВРП здійснюється через головний будинок з використанням як опор димових труб.

На рис. 11.3 поданий генплан вугільної КЕС потужністю 4000 МВт з блоками по 500 МВт. З оригінальних рішень генплану можна визначити радіальну форму вугільних складів, винесених за межі основної виробничої зони. Усі підсобні та допоміжні об'єкти розміщені на загальному майданчику перед постійним торцем головної будівлі. Коефіцієнт забудови для даного генплану становить близько 25 %.

На рис. 11.4 подані генплани ТЕЦ на вугіллі та газомазутному паливі. Особливістю даних генпланів є підвищена компактність розміщення об'єктів, що пов'язано з обмеженістю території, яка відводиться для ТЕЦ у межах міста. В обох варіантах застосовані оборотні системи водопостачання з градирнями. В одній будівлі об'єднані адміністративні служби та інші допоміжні підрозділи. Склад мазуту й масел розташовується на одному майданчику. Трубопроводи пари, гарячої води, мазуту і газу прокладаються по території ТЕЦ на металевих опорах, які не перешкоджають проїзду транспорту під трубопроводами. Коефіцієнт забудови генплану становить понад 23 %.

Під час компонування генпланів АЕС використовуються ті ж основні рішення, що і для ТЕС зі змінами, які забезпечують радіаційну безпеку. На рис. 11.5,*а* показаний генплан АЕС з поєднаною головною будівлею. Окремі будівлі передбачені для таких об'єктів, як водопідготовка, ремонтний цех, матеріальний склад, інженерний корпус. В інженерному корпусі розміщуються лабораторії (радіохімічна, фізична, металографічна); нижній поверх корпусу відведено під гардероб. Окреме приміщення спеціального водоочищення прилягає до реакторного відділення.

На рис. 11.5,б показана компоновка генплану блока АЕС з водо-водяним реактором потужністю 1000 МВт і головним корпусом розімкнутого типу. Реактор з допоміжним обладнанням і такими об'єктами, як склад свіжих ТВЕЛів, сховища радіоактивних відходів, розміщені в будівлі циліндричної форми, з'єднаної галереєю з турбінним відділенням. За огорожу АЕС винесені ВРП, азотно-киснева та ацетиленові станції, склади масел і дизельного палива, водопідготовка, матеріальний склад і деякі інші об'єкти.

За умовами забезпечення радіаційної безпеки поєднання допоміжних об'єктів на АЕС обмежено. У загальних будівлях розміщуються тільки такі об'єкти, які мають однакову категорію доступності. За доступністю всі об'єкти генплану АЕС поділяються на дві зони: суворого режиму і вільного доступу («чисту зону»). До зони суворого режиму відносяться реакторні відділення, спеціального водоочищення, сховища радіоактивних відходів і всі інші об'єкти, де є джерела іонізуючого випромінювання.

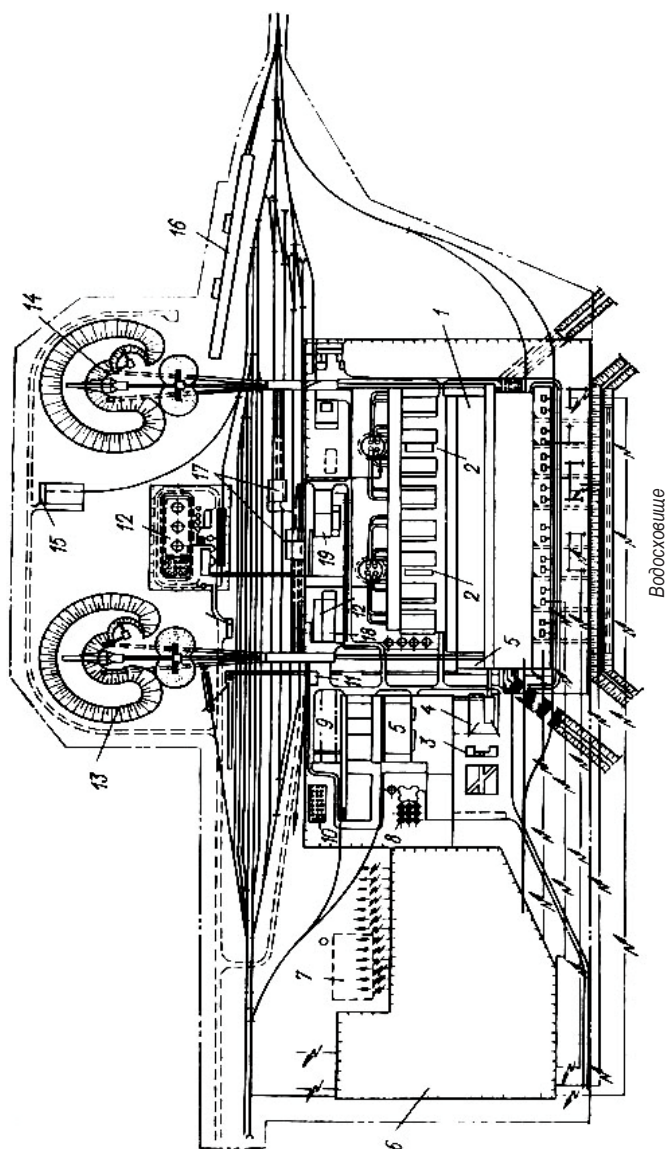


Рис. 11.3. Генплан КЕС на кам'яному вугіллі потужністю 4000 МВт з блоками 500 МВт:

1 – головна будівля; 2 – насосні; 3 – інженерний корпус; 4 – їдальня; 5 – об'єднаний допоміжний корпус;
6 – відкритий розподільчий пристрій; 7 – побутові приміщення паливоподачі; 8 – баки хімводоочищення;
9 – відкритий склад; 10 – ресивери водно і кисню; 11 – прохідна; 12 – мазутно-масяне господарство; 13 – склад
вугілля; 14 – роторний екскаватор; 15 – гараж для паливоперевантажувальних машин; 16 – розморожувальний
пристрій; 17 – перекидач вагонів; 18 – компресорна станція; 19 – пускова котельня

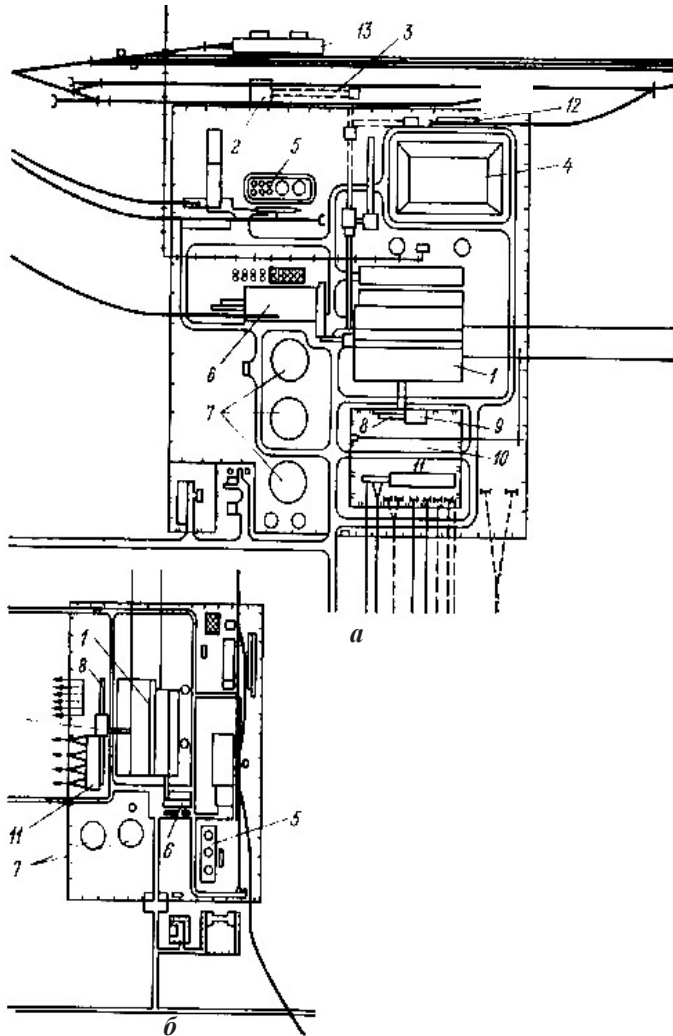


Рис. 11.4. Генплан ТЕЦ: *а* – на кам'яному вугіллі;

б – газомазутному паливі:

- 1 – головна будівля; 2 – перекидачі вагонів (*а*); 3 – паливоподача (*а*);
 4 – склад вугілля (*а*); 5 – мазутно-масляне (*а*) і мазутне (*б*) господарства;
 6 – об'єднаний допоміжний корпус; 7 – градирня; 8 – головний
 розподільний пристрій; 9 – щит управління; 10 – ВРП; 11 – ЗРП;
 12 – розвантажувальна естакада (*а*); 13 – розморожувальний пристрій (*а*)

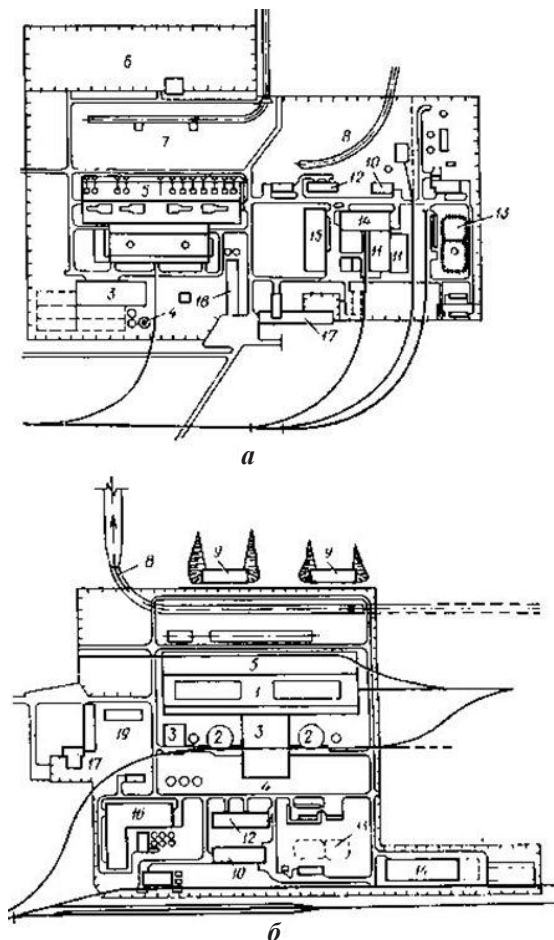


Рис. 11.5. Генплан АЕС із суміщеною (*а* – АЕС з ВВЕР 2×440 МВт) та розіркненою (*б* – АЕС з ВВЕР 2×1000 МВт) головною будівлею:
 1 – турбінний зал; 2 – реакторне відділення; 3 – спецкорпус;
 4 – вентиляційна труба; 5 – відкрита установка трансформаторів;
 6 – відкритий розподільчий пристрій; 7, 8 – підвідний і відвідний канали; 9 – насосна станція водопостачання; 10 – пускова котельня;
 11 – хімводоочищення; 12 – приміщення дизель-генераторів; 13 – мазутне господарство; 14 – матеріальний склад; 15 – центральна ремонтна майстерня; 16 – об'єднаний допоміжний корпус; 17, 18 – адміністративний і санітарно-побутовий корпуси; 19 – інженерний корпус

12. КОМПОНОВКА ГОЛОВНОЇ БУДІВЛІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

12.1. Типи компоновок головної будівлі

Основні агрегати ТЕС і АЕС та допоміжне обладнання, що до них відноситься, розміщуються в окремому будівельному комплексі, іменованому головною будівлею (головним корпусом). Сукупність технічних рішень щодо розміщення обладнання та виконання будівельної частини комплексу об'єднуються поняттям *компоновки* головної будівлі.

Залежно від багатьох чинників компоновка головної будівлі вибирається різною. Однак у всіх випадках вона відповідає технологічній схемі вироблення енергії і застосованого обладнання, розміщеного в окремих приміщеннях, а іноді й на відкритому повітрі. Найменування приміщень та їх взаємне розташування в будівельному комплексі характеризують структуру головної будівлі.

На ТЕС основними приміщеннями головної будівлі є котельне і турбінне (турбінний зал), додатковими – деаераторне та бункерне. Усі ці приміщення розташовуються паралельно один одному (рис. 12.1).

Розміщення парових котлів і турбін та відстані між ними вибираються такими, щоб довжина турбінного залу і котельні були однаковими. Бункерне та деаераторне приміщення розташовуються між котельним і турбінним. Ці приміщення передбачаються не у всіх типах компонувань. Без бункерного приміщення споруджуються головні будівлі ТЕС, що працюють на газі й мазуті, а також на твердому паливі під час підготовки пилу на центральному пилозаводі. Існують варіанти компоновок блочних ТЕС без деаераторного приміщення.

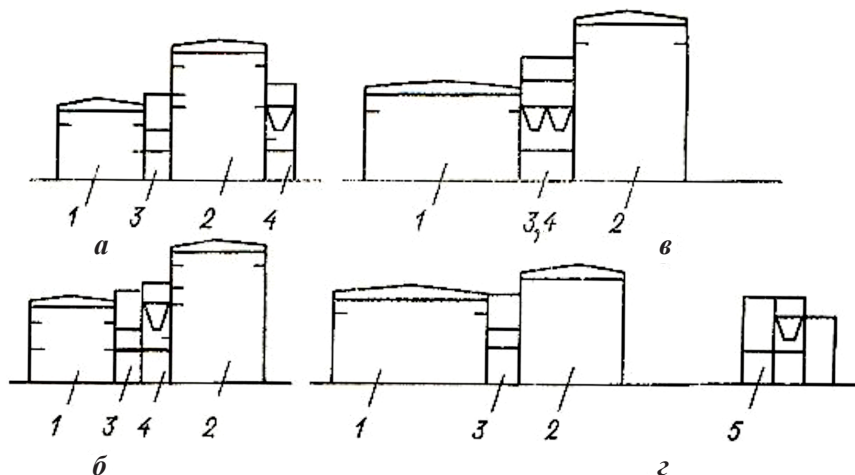


Рис. 12.1. Типи компоновок головної будівлі:

а – зовнішнє бункерне приміщення; *б* – внутрішнє бункерне приміщення;
в – суміщене бункерно-деаераторне приміщення; *г* – центральний
 пилосадов; 1 – турбінне відділення; 2 – котельне; 3 – деаераторне;
 4 – бункерне; 5 – центральний пилосадов

Компонування головної будівлі іменується закритим, якщо все основне обладнання розміщується у приміщеннях; напіввідкритим – парові котли встановлюються на відкритому повітрі та відкритим, якщо стінові огороження відсутні і над турбінами.

На АЕС основними приміщеннями головної будівлі є реакторне та турбінне. Реакторне приміщення розділяється на окремі бокси, кожен з яких призначений для встановлення певного обладнання. Стіни і двері боксів виконують роль біологічного захисту. Якщо на АЕС встановлюються кілька реакторів, то кожен з них разом з допоміжним обладнанням розміщується в окремому приміщенні або окремій будівлі. Ізольоване розміщення обладнання характерно для АЕС всіх типів. Це диктується необхідністю локалізації можливих аварій з витокм теплоносія і створення безпечних умов праці персоналу під час ремонту обладнання.

Турбінний зал на АЕС здебільшого такий же, як і на ТЕС. Принципи компонування його подібні для обох типів електростанцій. В основних приміщеннях ТЕС і АЕС передбачаються ремонтні майданчики, службові для розміщення деталей обладнання та необхідних пристосувань під час виконання ремонту.

Загальностанційні щити управління і блокові щити розміщуються в деаераторному приміщенні. На неблочних ТЕЦ загальностанційний щит розташовується у приміщенні закритого розподільного пристрою, що споруджується поруч з головною будівлею. Постійний торець головної будівлі може розташовуватися як справа, так і зліва, якщо дивитися на будівлю з боку турбінного залу. У першому випадку компонування іменується «правою», у другому – «лівою».

12.2. Загальні принципи компонування головної будівлі

Компонування головної будівлі має суттєвий вплив на техніко-економічні показники електростанції. Від компонування залежать капітальні витрати на спорудження електростанції, економічність і надійність роботи обладнання, умови праці персоналу.

Вихідними даними, необхідними для проєктування компонування головної будівлі, є наступні:

- тип електростанції (КЕС, ТЕЦ або АЕС) і задана потужність;

- тип та одинична потужність основних агрегатів, їх габаритні розміри і власна компоновка;

- вид використовуваного палива; у разі використання твердого палива – тип систем пилоприготування, золошлаковидання і газоочищення;

- теплова схема електростанції – блочна або неблочна; для АЕС – кількість контурів теплової схеми і циркуляційних петель;

тип системи водопостачання та місце встановлення насосів подачі води;

потужність випромінювання реактора та іншого обладнання за нормальної роботи, перевантаженнях і найбільш важкої аварії; конструкція біологічного захисту; умови транспортування ТВЕЛів і радіоактивних відходів (для АЕС);

кліматичні та сейсмічні характеристики району побудови електростанції.

Під час розробки компоновки головної будівлі кожен з перерахованих вище пунктів аналізується окремо і в сукупності з іншими. У результаті виробляється компоновочне рішення, що відповідає основним принципам: економічності, надійності, безпеки для персоналу і навколишнього середовища.

Від установленної потужності електростанції і типу основних агрегатів залежать розміри та будівельна конструкція головної будівлі. Визначальне значення мають власні габаритні розміри агрегатів, а також вид палива, що використовується. У разі використання твердого палива необхідно передбачити місце для розміщення пилоприготувального обладнання і бункерів сирого палива. Потрібно спорудження бункерного приміщення.

Від теплової схеми електростанції залежить кількість з'єднувальних трубопроводів між котлами і турбінами. По-різному вирішується їх трасування та розміщення допоміжного обладнання. Так, якщо блочна схема, унаслідок меншої кількості трубопроводів (у порівнянні з неблочною), створюється можливість використання значної частини деаераторного приміщення для щитів управління, пилоприготувального обладнання та інших об'єктів. На АЕС число контурів і циркуляційних петель практично цілком визначає конструкцію та розміри головної будівлі.

Залежно від кліматичних умов застосовуються відкрите або закрите установлення обладнання та абсолютно різні будівельні конструкції головної будівлі.

Система водопостачання орієнтує головну будівлю таким чином, щоб турбінний зал завжди був розташований ближче до джерела води. Це забезпечує мінімальну протяжність комунікації технічного водопостачання.

Устаткування в будівлі розміщується таким чином, щоб вільні площі були мінімально необхідними, але достатніми для зручності обслуговування обладнання і виконання ремонтних робіт. Компактне розміщення обладнання обумовлює мінімальну протяжність сполучних комунікацій пари, води та електроенергії, дозволяє мати мінімальні розміри головної будівлі.

На всіх етапах проектування компонування значна увага приділяється питанням економіки. Поряд з компактным розміщенням обладнання застосовується така конструкція головної будівлі, яка дозволяє зводити його сучасними індустріальними методами з готових заводських будівельних елементів. Для створення гарного природного освітлення будівлі стінові огороження виконуються з максимальним склінням.

Компонування головної будівлі узгоджується з іншими об'єктами генплану: споживачами теплової та електричної енергії, системою водопостачання, під'їзними шляхами і житловим селищем. Правильна орієнтація будівлі до зазначених об'єктів забезпечує мінімальну протяжність зовнішніх комунікацій і зниження капітальних витрат на їх спорудження.

Під час розробки компоновки головної будівлі передбачають заходи, що забезпечують комфортні й санітарно-гігієнічні умови для персоналу, такі як кондиціювання повітря, освітлення робочих, установа душів, гардеробних приміщень та ін. Обов'язково передбачаються заходи, що забезпечують безпечні умови праці і виключення травматизму.

Значна кількість вимог, що визначають компоновку головної будівлі, дозволяє мати різні варіанти її виконання. Показниками компонування є питомий обсяг ($\text{м}^3/\text{МВт}$) і питома площа ($\text{м}^2/\text{МВт}$) будівлі, а також питомі капітальні

витрати (грн/МВт установленої потужності). Кращим вважається той варіант компоновання, для якого зазначені показники нижчі.

Для АЕС вибір варіанта компоновання визначається не тільки техніко-економічними показниками. Зазвичай перевага віддається тому варіанту, за якого забезпечується більш надійна радіаційна безпека персоналу і навколишньої території.

12.3. Компоновання головних будівель ТЕС

Головні будівлі сучасних ТЕС виконуються за зімкнутим варіантом, за якого основні й допоміжні приміщення впритул прилягають один до одного без будівельних розривів. Зімкнутий варіант дозволяє мати мінімальні обсяги будівлі та займаної ним площі, а також найкоротшу протяжність трубопроводів пари й води між котельним і турбінним відділеннями.

У порівнянні з розімкненою, зімкнута компоновка забезпечує зниження витрати металу більш ніж на 10 %, високолегованих трубопровідних сталей на 15...30 % і зменшення капітальних витрат на виконання будівельної частини на 10...15 %.

Компоновку котельного відділення визначають тип установлених котлів і вид використовуваного палива. Усі сучасні котли виконуються з нижнім випуском димових газів. За такої конструкції котлів їх вигідно розміщувати фронтом до турбінного залу, а димососи, вентилятори й димові труби встановлювати на нульовій позначці.

На сучасних ТЕС частина обладнання котельні розміщується на відкритому повітрі. Димососи і вентилятори встановлюються відкрито на всіх газомазутних ТЕС незалежно від кліматичних умов. Під час спалювання твердих палив відкрита установка допускається тільки в районах з нижчою

розрахунковою температурою зовнішнього повітря не нижче -28°C . За цих же температурних умов допускається відкрите установлення трубчастих і регенеративних підігрівачів повітря. Мокрі золоуловлювачі встановлюються відкрито за температури не нижче 15°C . Якщо розрахункова температура нижче зазначених значень, то димососи, вентилятори і золоуловлювачі розміщують в окремій будівлі, що споруджується поруч з котельним відділенням.

Димові труби споруджуються на відстані 20...40 м від зовнішньої стінки котельні. З огляду на високу вартість труб, число їх беруть мінімальним – одна труба на 2...4 парових котла.

Бункерні приміщення в різних типах компоновань розташовуються або з внутрішнього, або із зовнішнього боку котельні. У разі розміщення з внутрішнього боку зростає відстань між котлами і турбінами на ширину бункерного приміщення. Відповідно зростають довжини сполучних трубопроводів. Однак стають коротшими пилопроводи від млинів до пальників і стрічкові живильники від бункерів до млинів. У разі розташування бункерних приміщень із зовнішнього боку мають місце зворотні співвідношення. У конкретних випадках рішення про місце бункерного приміщення приймається на підставі зіставлення вартості того чи іншого варіантів.

У сучасній тепловій енергетиці застосовується факельний спосіб спалювання палива та індивідуальні системи приготування пилу із замкнутим сушінням. Системи з центральними пилозаводами і розімкнутим сушінням не підтвердили передбачуваних раніше переваг і застосування їх у подальшому не планується.

Устаткування індивідуальної системи пилоприготування розташовується в одному приміщенні з котлом. Млини встановлюються на нульовій позначці: молоткові й середньоходові – з фронту і боків котла, а кульові барабанні – найчастіше в бункерному приміщенні. Місце для них вибирається з урахуванням забезпечення мінімальної довжини пилопроводів і зручності обслуговування.

Сепаратори і циклони встановлюються на верхніх відмітках бункерного приміщення. Нижче, на позначці 15...18 м, споруджуються пилові бункери, а поруч з ними (упереміж) – бункери сирого палива. Над бункерним поверхом споруджується галерея конвеєрів подачі палива.

Між котлами передбачається місце для спорудження насосної станції системи гідрозоловидалення. Для насосної станції робиться прямокутний підлога якого має позначку на 3...4 м нижче підлоги зольного приміщення. На потужних ТЕС насосну розташовують за межами котельні в окремій прибудові.

На висоті 9...11 м передбачається майданчик обслуговування котлів. На майданчику розміщуються індивідуальні та групові щити управління, а з обладнання – живильники палива.

У зольному приміщенні, розташованому на нульовій позначці, встановлюється обладнання системи шлаковидалення. Урівень з підлогою споруджуються канали для транспорту шлакової пульпи до насосної станції. Тут же розміщуються млини й вентилятори системи пилоприготування. Під стелею приміщення прокладаються повітроводи гарячого повітря. З боку тимчасового торця в зольне приміщення прокладається залізнична колія (тупикова). Передбачається також двосторонній наскрізний проїзд для автотранспорту з бічними виїздами через кожні 200 м довжини котельні.

Для виконання монтажних і ремонтних робіт у будівлі котельні встановлюються два мостові крани. Підкранові рейки укладаються на спеціальні виступи колон будівлі.

У зв'язку з великою висотою приміщення і в цілях створення зручностей для обслуговуючого персоналу в котельні передбачаються вантажопазарські ліфти. На блоках потужністю до 500 МВт споруджується один ліфт на два блоки; у разі більшої потужності – один ліфт на блок. На неблочних ТЕС один ліфт передбачається на чотири котла. Компонування турбінного відділення визначається обраним способом розташування турбін – уздовж або поперек осі будівлі.

Від цього залежать розміри приміщення, розташування допоміжного обладнання, довжина трубопроводів пари, живильної і циркуляційної води.

За поздовжнього розташування турбін ширина (проліт) турбінного залу менше, ніж за поперечного, а довжина залу більше. На неблочних ТЕС це призводить до того, що турбінний зал «обганяє» по довжині котельне відділення; обгін зростає зі збільшенням кількості турбін та їх потужності. Однак вартість будівельної частини приміщення при обох способах розташування турбін виходить приблизно однаковою.

За поздовжнього розташування турбін має значення тип компоновки головної будівлі – правий або лівий. Мінімальні довжини трубопроводів забезпечуються через праву компоновку та орієнтування турбін головною частиною до постійного торця, за лівої – до тимчасового торця.

У загальному обсязі капіталовкладень у головну будівлю вартість трубопроводів становить від 1,5 до 8 %. Чим вище параметри пари, тим вартість більше. Тому скорочення довжини трубопроводів є важливим фактором здешевлення будівництва електростанцій.

На вартість трубопроводів впливає їх трасування і, зокрема, кількість вигинів. За інших рівних умов турбіни доцільно розташовувати таким чином, щоб кількість вигинів була мінімальна.

Наявний досвід будівництва багатьох ТЕС показує, що поздовжнє розміщення вигідно для турбін потужністю до 100 МВт за тиском пари до 10 МПа. Для більш потужних турбін і більш високих параметрів пари краще поперечне розташування. Зазвичай під час проектування ТЕС опрацьовуються обидва варіанти розміщення турбін. Вибирається той варіант, для якого техніко-економічні показники вище.

Будівельний проліт турбінного залу в разі поперечного розташування турбін приблизно в 1,3 рази більше, ніж за поздовжнього. Розмір прольоту визначається довжиною

турбіни разом з генератором і збудником та деяким запасом для виїмки ротора генератора. Для сучасних агрегатів проліт потрібно мати досить значний. Наприклад, для агрегатів потужністю 200 МВт – 42 м, 300 МВт – 48 м, 500 МВт – 51 м. Для більш потужних агрегатів проліт потрібно мати ще більше. Тому на електростанціях з блоками потужністю 800 МВт за умовами здешевлення будівельної частини прийнято поздовжнє розміщення агрегатів, що дозволяє мати проліт турбінного залу рівний 36 м. Приміщення турбінного залу перекривається фермами з попередньо напруженого залізобетону. Однак якщо проліт будівлі перевершує 36 м, то для перекриття використовуються металеві ферми.

Устаткування в турбінному залі розміщується за «острівним» принципом. Уздовж залу з певним кроком установлюються турбінні агрегати, а біля кожного з них – допоміжне обладнання. Відстань між турбінами вибирається такою, щоб загальна довжина турбінного і котельного залу була однаковою. На блочних ТЕС турбінний зал розбивається на будівельні майданчики – один майданчик для одного блоку.

За висотою залу передбачаються два майданчики обслуговування: на позначці 0,0 м і на позначці 8...11 м. Під час установлення циркуляційних насосів безпосередньо в турбінному залі, щоб зменшити висоту всмоктування, їх розміщують нижче підлоги конденсаційного приміщення у приямках або підвалі. За наявності підвального поверху в ньому, крім циркуляційних насосів, установлюють зливні баки дренажів, перекачувальні насоси, тут же прокладаються кабельні канали.

На нульовій позначці підлоги конденсаційного приміщення розташовується допоміжне обладнання (живильні та конденсатні насоси, регенеративні підігрівачі, масло- і газоохолоджувачі та ін.). Живильні насоси за блочної схеми встановлюють поруч з турбіною, за неблочної – найчастіше в деаераторному відділенні.

На позначці 8...9 м (на блоках потужністю 800 МВт – 11,4 м) розташовується майданчик обслуговування турбінної установки. На майданчику встановлено органи управління основними засувками і вентилями. Тут же розташовується приладовий щит турбін.

У постійного і тимчасового торців турбінного залу передбачаються майданчики, не зайняті обладнанням, які призначаються для розкладання деталей під час ремонтних і монтажних робіт. До цих майданчиків прокладаються тупикові залізничні колії.

Частина обладнання турбінного залу розташовується в деаераторному приміщенні, що має кілька поверхів. На нульовій позначці розміщуються розподільчі пристрої власних потреб і кабельні коридори. На деяких ТЕС тут же встановлюються живильні насоси, редуційно-охолоджувальні установки та інше обладнання. На другому поверсі, що має однакову позначку з майданчиком обслуговування турбін, розташовуються блокові щити управління, кабінет начальника зміни блоку та приміщення для зборів чергового персоналу. На неблочних ТЕС цей поверх зайнятий трубопроводами пари й води. На верхніх поверхах розміщуються деаератори і баки живильної води. У деяких варіантах компоновок між деаераторами споруджуються бункери сирого палива.

Деаератори завжди встановлюються на верхніх поверхах. Це створює додатковий підпір води на всмоктуванні живильних насосів, що забезпечує надійність їх роботи.

У турбінному залі встановлюються один або два мостові крани, вантажопідйомність яких вибирається з розрахунку підйому найбільш важкої деталі обладнання. Цією деталлю є зазвичай статор генератора. Відмітка розташування крана над майданчиком обслуговування вибирається такою, щоб можна було знімати циліндри турбін і трубчатку підігрівачів та переносити їх над працюючими турбінами на ремонтні майданчики.

Вентиляція турбінного залу здійснюється за рахунок природної конвекції через аераційний ліхтар, що споруджується на покрівлі будинку. У разі дуже сильних прольотів з метою полегшення покрівлі ліхтар не будують, а приток повітря здійснюється за допомогою вентиляторів.

12.4. Типові проєкти головних будівель

Під час спорудження електростанції потрібен великий обсяг технічної документації (креслень, техніко-економічних обґрунтувань, кошторисів). Якщо кожну електростанцію проєктувати індивідуально, то термін її будівництва виявляється занадто великим, так як тільки виконання проєкту займає близько двох років.

Ефективним способом підвищення якості проєктування з одночасним зниженням трудовитрат і термінів виконання є розробка типових проєктів окремих будівель, споруд, технологічних систем і всього комплексу обладнання з подальшим застосуванням типових креслень під час спорудження однотипних (серійних) електростанцій.

Розробка типового проєкту не пов'язана жорсткими термінами будівництва конкретної електростанції. Це дозволяє виконувати проєкт з великою ретельністю і залучати до його розробки кваліфікованих фахівців.

Застосування типових проєктів створює умови для уніфікації елементів будівель, споруд і всього комплексу обладнання. Під час масового будівництва виробництво уніфікованих елементів (типових конструкцій і деталей) економічно вигідно організувати на спеціалізованих заводах і поставляти їх до місця будівництва в готовому вигляді. Це дозволяє споруджувати електростанції індустріальними методами з одночасним зниженням вартості і зменшенням часу будівництва.

Застосування типових проєктів і виробництво уніфікованих елементів досягло в нашій країні такого розвитку, що деякі типи електростанцій (ТЕЦ середньої потужності) готуються повністю на спеціалізованих заводах. Типові проєкти систематично оновлюються. У кожному модернізованому або новому проєкті реалізуються поставлені завдання розвитку енергетики, а також новітні досягнення в галузі енергомашинобудування і будівельної техніки. Нижче дається опис деяких типових проєктів головних будівель.

Типовий проєкт головної будівлі ТЕЦ 350 МВт. Проєкт виконаний у декількох варіантах для різних видів палива. На рис. 12.2 показаний варіант головної будівлі для кам'яного вугілля. У головній будівлі передбачена можливість установлення теплофікаційних турбін потужністю 25, 50 і 100 МВт та парових котлів продуктивністю 420 і 480 т/год. Будівельна частина головної будівлі на 75...80 % виконується із залізобетонних елементів заводського виготовлення.

Турбінне і деаераторне відділення мають підвальні приміщення, де розміщуються циркуляційні трубопроводи й насоси, дренажні баки, трубопроводи технічної води та паропроводи до мережних підігрівників. Групові щити управління (один щит на два котла і дві турбіни з теплофікаційними установками) розташовуються в деаераторному відділенні на позначці 8 м. На цій же позначці встановлюються перекачувальні насоси атмосферних деаераторів. Живильні насоси встановлені на нульовій позначці турбінного залу між турбінами.

Бункерне відділення розташовується з внутрішнього боку котельні поруч з деаераторним. На нульовій позначці розташовуються млини; на позначці 8 м – живильники сирого вугілля; вище – бункери і транспортери подачі палива.

У постійному торці головної будівлі передбачені приміщення для загальностанційного допоміжного обладнання: насосів гарячого водопостачання, підживлення тепломережі

і змивний води гідрозоловидалення, підігрівачів тепломережі та деаераторів додаткової води. Тут же в окремих приміщеннях розташовуються цехові майстерні і санітарно-побутові приміщення. У тимчасового торця передбачений ремонтно-монтажний майданчик, на який підведена залізнична колія.

Адміністративне приміщення розташовується в окремій будівлі поряд з головним корпусом, з яким воно з'єднується закритою галереєю. Також в окремій будівлі розміщений загальностанційний щит управління.

Вдувні вентилятори, золоуловлювачі і димососи встановлюються на відкритому повітрі. Для обслуговування цього обладнання передбачається напівкозловий кран. Для районів з різко континентальним кліматом розроблений варіант проекту з розміщенням перерахованого вище обладнання в закритому приміщенні.

Типовий проєкт ТЕЦ заводського виготовлення. Цей проєкт є подальшим розвитком компоновок головних будівель ТЕЦ. Проєкт розроблений у двох варіантах: для газомазутного і для твердого палива.

Головна особливість проєкту полягає в тому, що будівля ТЕЦ тут виконується з окремих секцій, кожна з яких розрахована на встановлення двох уніфікованих котлів: ТГМ-96 і БЗК-420-140 та однією із шести типів турбін: ПТ-80, ПТ-135, Т-100, Т-175, Р-50 і Р-100. Довжина секцій неоднакова і залежить від типу турбін (рис. 12.3).

Таким чином, головна будівля ТЕЦ компонується з низки секцій, типорозмір яких визначається типом обраних турбін. Будівельна частина головної будівлі виконується зі стандартних елементів і монтажних блоків заводської поставки. Комплектна поставка обладнання дозволяє споруджувати ТЕЦ сучасними індустріальними методами і в найкоротші терміни.

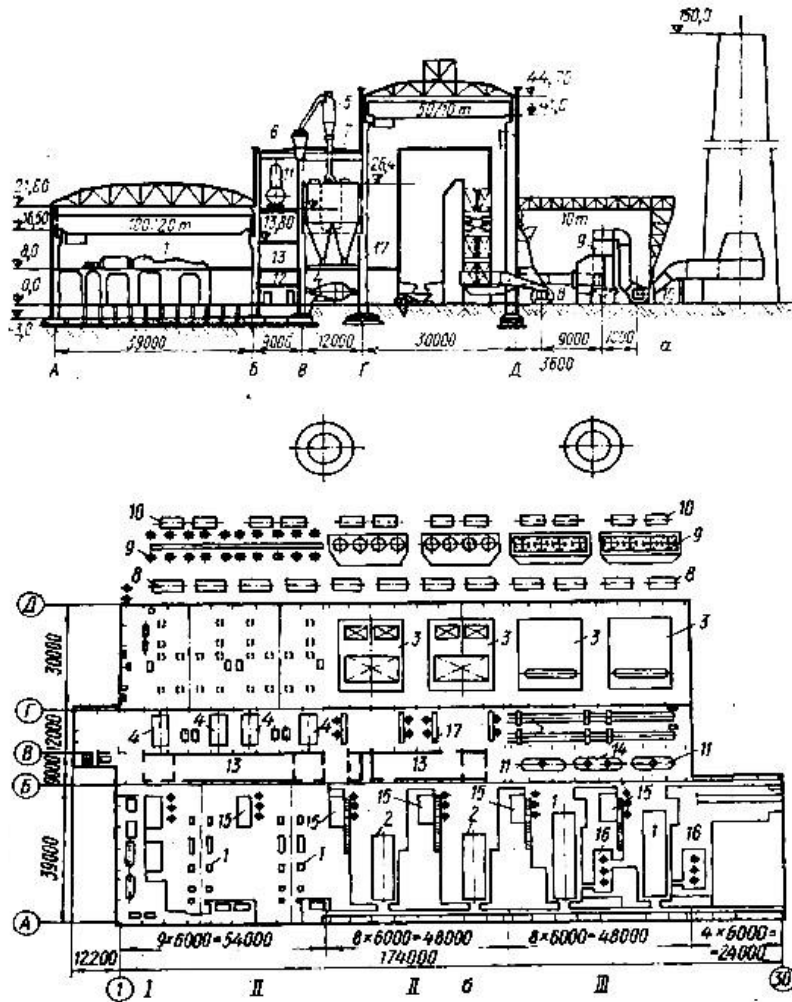


Рис. 12.2. Поперечний розріз (а) і план (б) головної будівлі
ТЕЦ-350 МВт:

- 1 – турбоагрегат ПТ-50-130/13; 2 – турбоагрегат Р-25/30-90/18;
3 – ПГ (420 т/год); 4 – млин; 5 – циклон; 6 – сепаратор; 7 – конвеєри подачі палива; 8 – вентилятор; 9 – золоуловлювач; 10 – димосос; 11 – деаератор; 12 – розподільний пристрій власних потреб; 13 – групові щити управління; 14 – деаератор підживлення тепломережі; 15 – живильні електронасоси; 16 – підігрівачі мережної води; 17 – живильники сирого вугілля

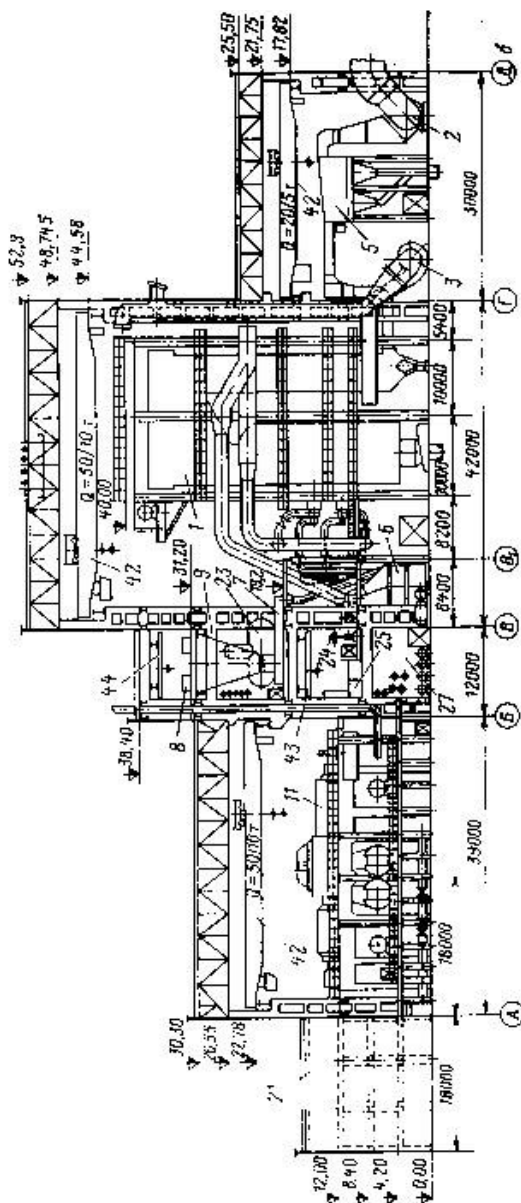
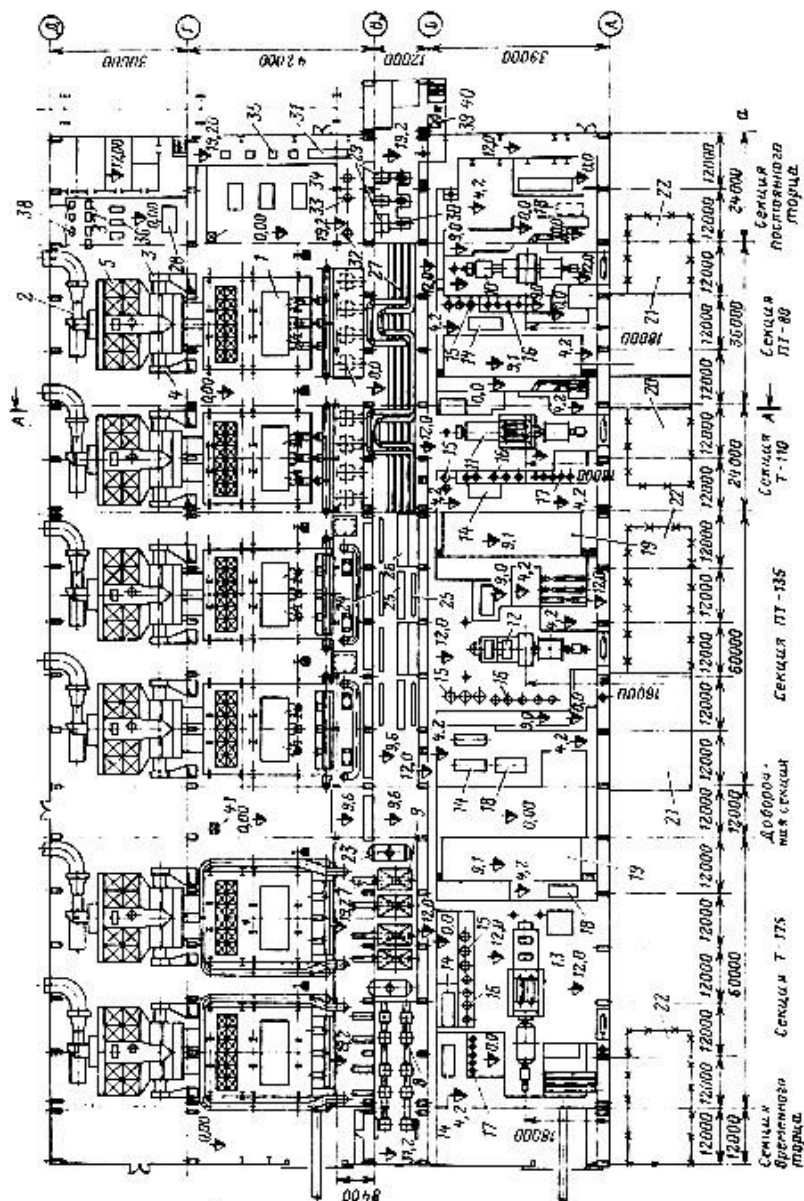


Рис. 12.3. Компонівка головної будівлі ТЕЦ, потужністю 500 МВт: а – план; б – розріз;

1 – котел БКЗ-420-140; 2 – димосос; 3 – вдувний вентилятор; 4 – млиновий вентилятор; 5 – золоуловлювач (батарейні циклон); 6 – молотковий млин; 7 – живильник сирого вугілля; 8 – конвеєр подачі палива; 9 – бункер сирого вугілля; 10, 11, 12 і 13 – турбіни (відповідно ПТ-80/100-130/13, Т-110/120=130/13, ПТ-135/155-1300/15 і Т-175/210-130); 14 – живильний насос; 15, 16 – підігрівачі, відповідно високого та низького тиску; 17 – конденсатні насоси; 18 – резервний збудник; 19 – редукційна установка власних потреб; 20 і 21 – центральні і групові шити управління; 22 – відкрита установка трансформаторів; 23 – деаераторний бак 65 м³; 24 і 25 – блоки трубопроводів високого і низького тиску; 26 – редукційно-охолоджувальна установка; 27 – деаераторний бак 65 м³; 28 – мережний насос; 29 – вакуумні деаератори; 30 – сектори деаераторів; 31 – редукційно-охолоджувальна установка; 32 – підігрівач мережної води для калориферів; 33 – підігрівач деаерованої води; 34 – бойлер; 35 – водо-водяний підігрівач сирій води; 36 – воздухоподувка; 37 – насос мийної води; 38 – насос зрошувальної води; 39 – вантажний ліфт 3 т; 40 – пасажирський ліфт; 41 – вантажний ліфт 10 т; 42 – кран мостовий; 43 – кран підвісний; 44 – кран-балка 3,2 т

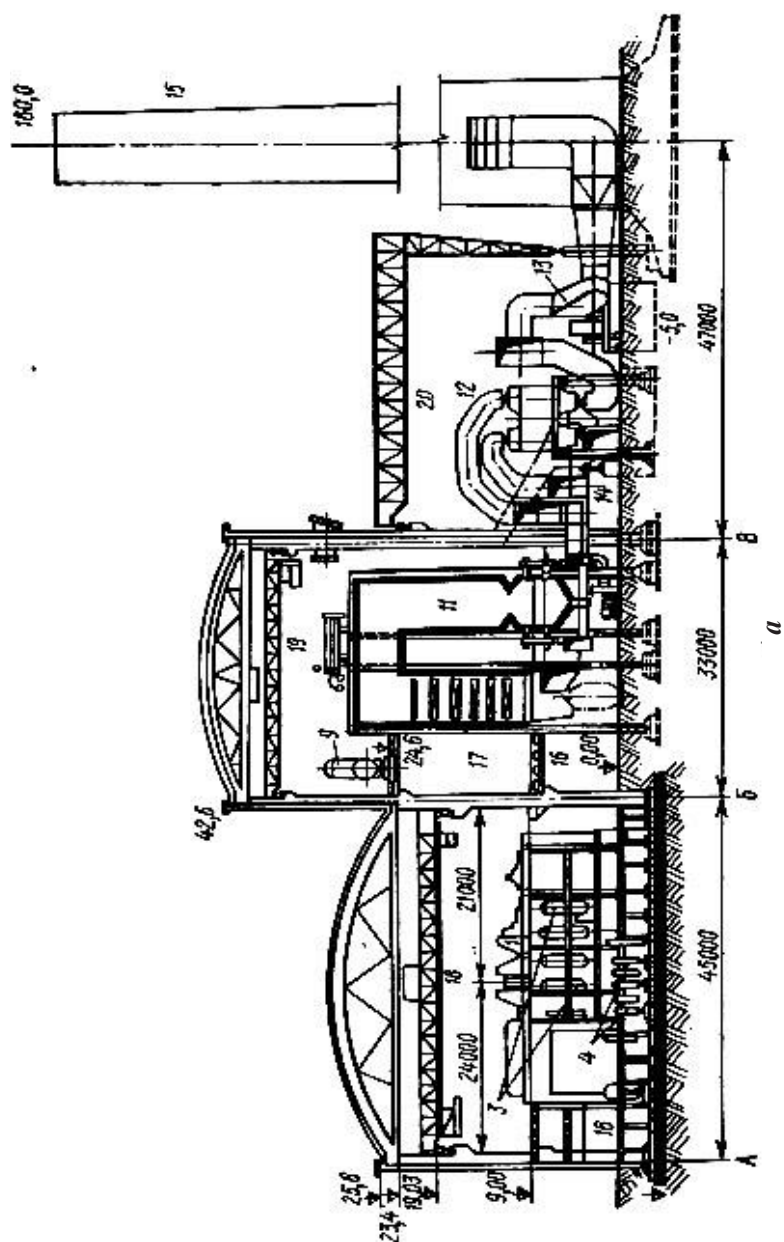


Типовий проєкт універсальної головної будівлі. Універсальність головної будівлі полягає в тому, що споруджується воно з універсальних будівельних конструкцій та може бути використано для КЕС і ТЕЦ на будь-якому виді палива. За первинним проєктом у будівлі встановлювалися турбіни потужністю від 100 до 300 МВт у блоці з котлами продуктивністю до 950 т/год та теплофікаційні турбіни 50 і 100 МВт з котлами до 420 т/год. Надалі принцип універсальності був використаний під час розробки компонувань будівель КЕС з блоками 500 і 800 МВт.

Проєкт передбачає кілька габаритних варіантів будівлі, кожен з яких призначений для установлення агрегатів і блоків певної потужності. Будівельна частина будівлі виконується для всіх варіантів з деталей і конструкцій, виготовлених заводським способом. Частка збірного бетону становить близько 95 % загального обсягу, що витрачається на спорудження будівлі.

На рис. 12.4 наведена компоновка газомазутних КЕС з блоками потужністю 300 МВт, виконаної за універсальним проєктом. Головна будівля, виконана зі збірного залізобетону, має крок утримуючих колон 12 м. Такий крок колон застосовується і для всіх інших варіантів будівлі. Турбінний зал виконаний з підвальним приміщенням, заглибленим на 2,7 м. Бункерно-деаераторне відділення – однопролітне. Для ТЕС на твердому паливі воно виконується двопрогінним. Стіна відділення, звернена до котельні, поєднана з фронтовою стіною котла. Такий же варіант будівлі застосовується для КЕС на твердому паливі під час підготовки пилу на центральному пилозаводі; бункера пилу на таких КЕС розміщуються між котлами.

У проєкті прийнято поперечне розташування турбін. Однак конструкція будівлі не виключає можливості подовжнього їх розміщення.



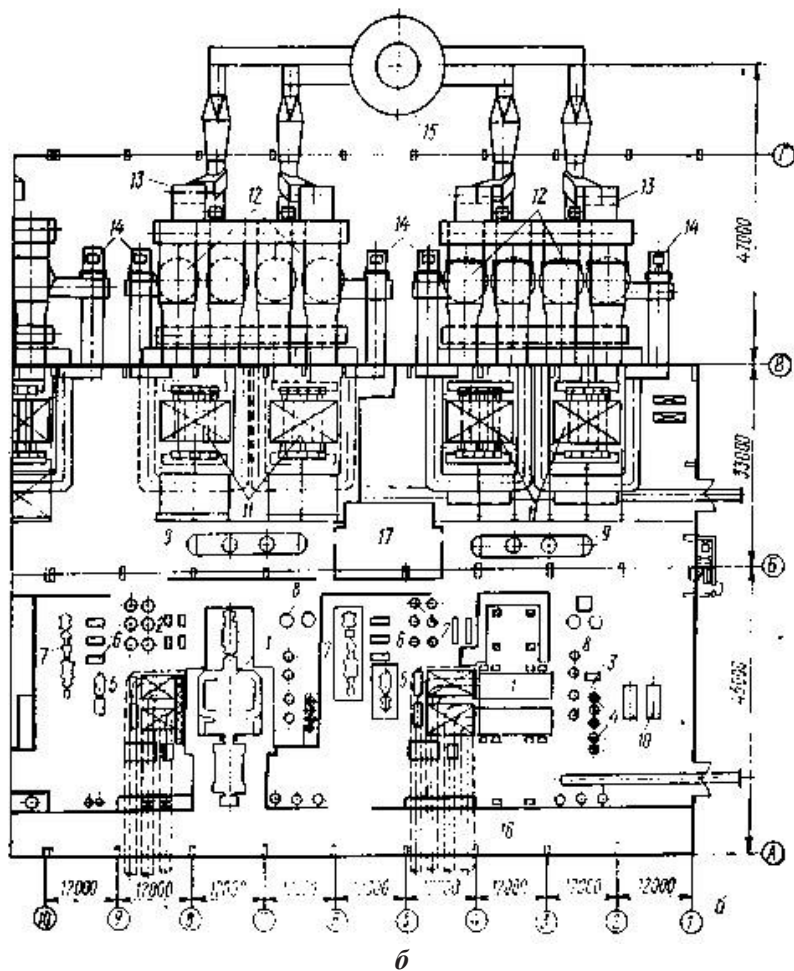


Рис. 12.4. Поперечний розріз (а) і план (б) універсального головної будівлі газомазутної КЕС з блоками потужністю 300 МВт:

1 – турбоагрегат; 2 – підігрівачі високого тиску; 3 – підігрівачі низького тиску; 4 – конденсаційні і перекачувальні насоси; 5 – живильний турбонасос; 6 – бустерний живильний насос; 7 – живильний електронасос; 8 – випарник; 9 – деаератор; 10 – резервний збудник; 11 – парові котли; 12 – підігрівач повітря; 13 – димосос; 14 – вентилятор; 15 – димова труба; 16 – розподільний пристрій власних потреб; 17 – блочний щит управління; 18 – мостовий кран 125 т; 19 – мостовий кран 30 т; 20 – напівкозловий кран 30 т

Використання універсальних проєктів головних будівель створює умови для застосування однотипних проєктів організації робіт (ПОР) під час спорудження ТЕС. Застосування однотипних ПОР спрощує організацію будівництва і монтажу та створює можливість виконання робіт штатними будівельно-монтажними підрозділами, оснащеними комплектом сучасного обладнання та механізмами.

Універсальні проєкти мають істотний недолік, що полягає в тому, що якщо в даному габаритному варіанті встановлюються основні агрегати не максимальної для даного габариту потужності, а меншою, то питомий об'єм головної будівлі виявляється завищеним.

На рис. 12.5 показаний проєкт універсальної головної будівлі, розроблений для блоків потужністю 800 МВт на бурому вугіллі з індивідуальними системами пилоприготування. На відміну від описаних вище проєктів будівля має однопролітну бункерно-деаераторну етажерку і дворядне розташування бункерів сирого вугілля з двома вводами в будівлю конвеєрів подачі палива. Щити керування розміщуються в окремій прибудові, що споруджується із зовнішнього боку турбінного залу. Розташування турбоагрегатів у зв'язку з великою їх довжиною прийнято поздовжнє.

Техніко-економічні показники будівлі характеризуються такими цифрами: питома площа становить $11 \text{ м}^2/\text{МВт}$, питомий об'єм – $630 \text{ м}^3/\text{МВт}$, витрати на будівництво ТЕС з трьома блоками – близько 120 дол. USD/кВт.

Типовий проєкт ГРЕС з відкритою компоновкою головної будівлі. Цей проєкт передбачає відкрите установлення блоків потужністю 150 МВт з газомазутними котлами продуктивністю 500 т/год (рис. 12.6).

Відкрите установлення основних агрегатів не виключає необхідності закриття найбільш відповідальних елементів обладнання. Так у котельному відділенні місцеві укриття передбачаються над пальниками, водовказівними приладами і вузлами живлення.

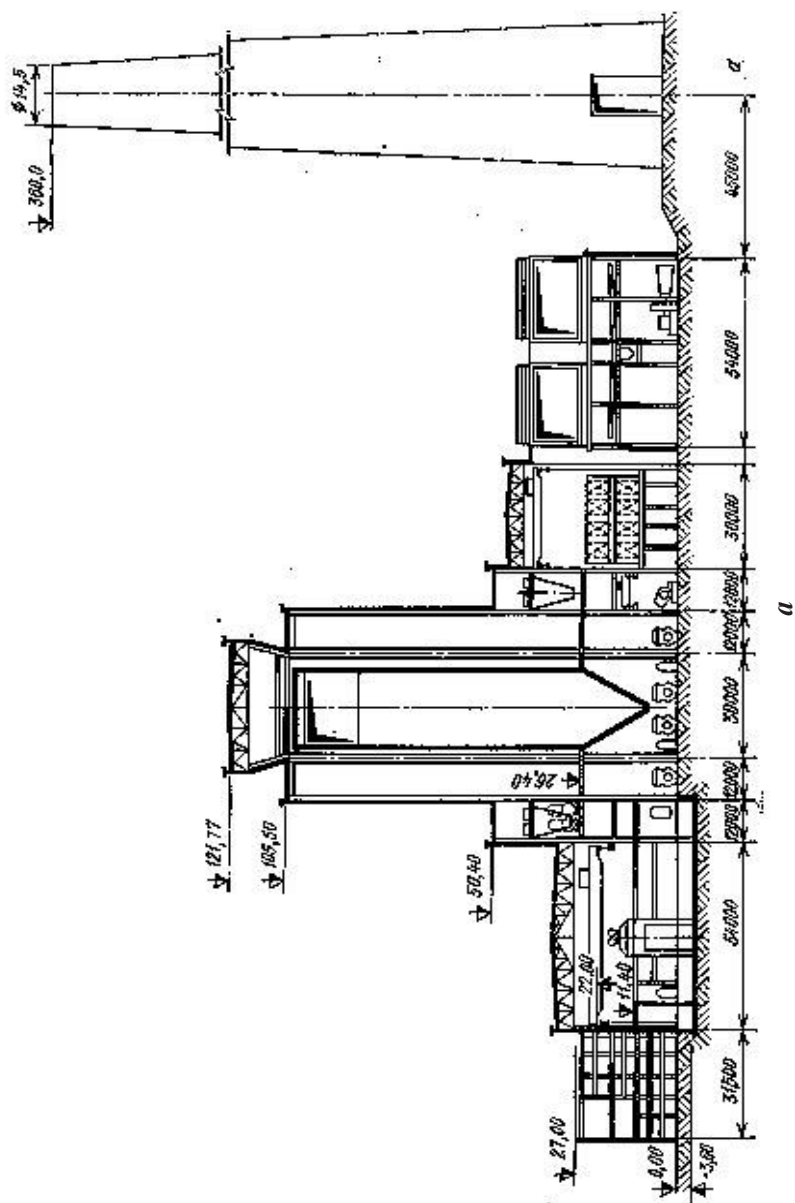




Рис. 12.5. Головна будівля ГРЕС з блоками потужністю 800 МВт на бурому вугіллі:

a – розріз; b – план

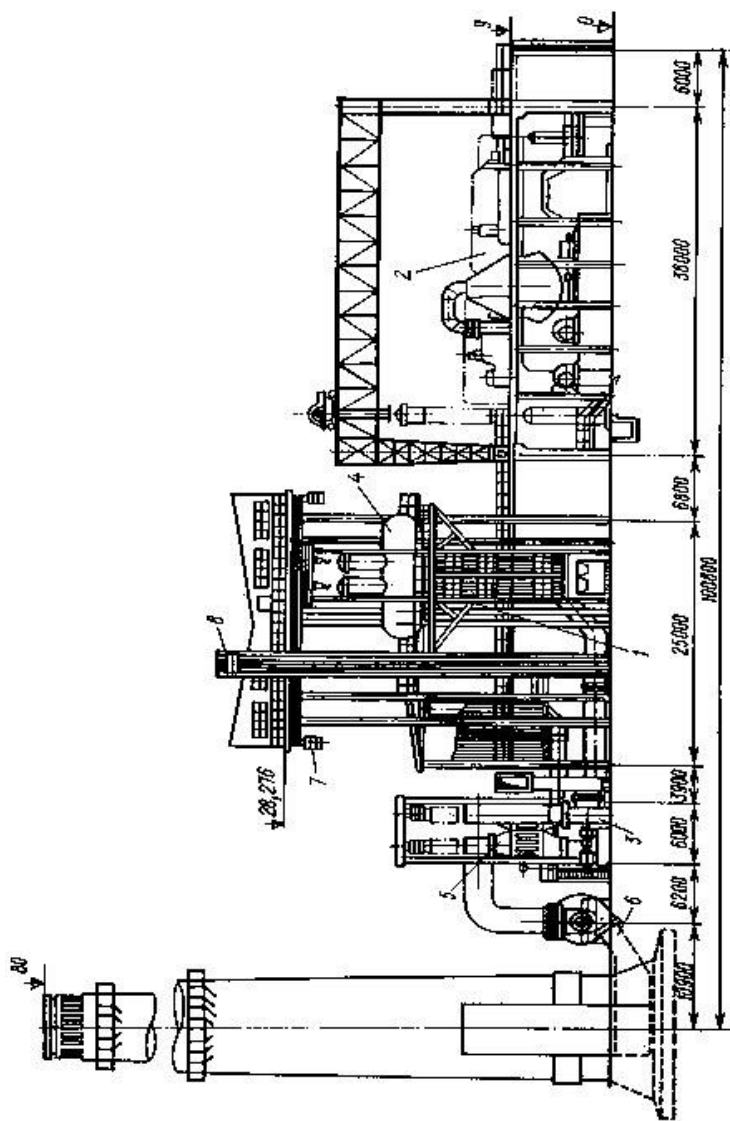


Рис. 12.6. Відкрита компоновка основного обладнання ГРЕС 600 МВт:

1 – котел; 2 – турбоагрегат; 3 – вентилятор; 4 – деаератор; 5 – підігрівач повітря; 6 – димосос;
7 – тельфер; 8 – ліфт

У турбінному відділенні укриття у вигляді знімних кабін передбачаються над турбінами високого тиску і над збудниками генераторів. Габаритні розміри кабін і укриттів дозволяють проводити огляд обладнання та виконувати дрібний ремонт. Допоміжне обладнання турбін устатковується в закритому конденсаційному приміщенні. Щити керування блоками розташовуються в приміщеннях, які споруджуються між котлами на позначці 11 м. Загальний щит управління розташовується в окремій будівлі.

Електростанції з відкритою компоновкою споруджуються в районах з жарким і сухим кліматом (наприклад, півдні Середньої Азії та Закавказзі, де в зимовий час усе ж бувають періоди мінусових температур і випадання рясних опадів). У зв'язку з цим каркаси котлів розраховуються із запасом 8...10% на додаткове навантаження від вітру і снігового покриву. Обмурівку котлів і теплоізоляцію устаткування захищають від дії атмосферних опадів гідроізолюючими покриттями або металевим облицюванням. Металеві поверхні обладнання захищають антикорозійними покриттями.

Трубопроводи за відкритої компоновки прокладаються пакетами разом з гарячими «супутниками» (трубами з гарячою водою або парою) або забезпечуються електрообігрівом. Це забезпечує захист від замерзання води і розриву в разі зупинки обладнання в зимовий час. З цією ж метою застосовується повітряне, а не парове обдування поверхонь нагріву, а також обігрів їх (у разі зупинки котлів) гарячим повітрям або димовими газами, що забирають від працюючого ПГ. Для попередження зволоження обмоток застосовуються електродвигуни герметичного виконання. Усі обертові механізми власних потреб мають підшипники кочення, які не потребують водяного охолодження. Перераховані додаткові вимоги до обладнання підвищують його вартість у порівнянні зі звичайним на 1,5...2,0%.

Застосування відкритої компоновки дозволяє на 30...40 % скоротити будівельний об'єм головної будівлі та на 8...9 місяців прискорити спорудження всієї електростанції. Досягається до того ж зниження вартості головної будівлі і складає 1,5...2,0 %. Невелика економія пояснюється подорожчанням обладнання і порівняно невеликою часткою будівельної частини в загальному обсязі капітальних вкладень у головний будинок, що становить 10...15 %. Порівнянні дані за окремими видами витрат наведені в табл. 12.1.

Необхідно відзначити, що головної будівлі як такої при відкритому компонуванні немає. Головною будівлею іменується комплекс будівельних споруд та конструкцій у вигляді підземних і напівпідземних поверхів, колон, перекриттів та ізольованих приміщень для щитів управління, лабораторій, майстерень, адміністративних служб і т. п.

За кордоном (США, Франції та ін.) знаходять застосування напіввідкриті компоновки, за яких стінове огородження відсутнє тільки над ПП.

Таблиця 12.1. Питомі витрати на спорудження окремих елементів ТЕС при закритій і відкритій компоновках обладнання, дол. USD/кВт

Витрати	ТЕС-2400 (8 × 300) на кам'яному вугіллі		ТЕС-600 (4 × 150) на газі	
	Закрита	Відкрита	Закрита	Відкрита
Устаткування	40,8	42,3	38,3	39,5
Наземні конструкції головної будівлі	2,6	1,0	3,1	1,1
Підземні конструкції головної будівлі	1,8	2,0	2,0	2,2
Будівельні споруди без фундаментів під обладнання	4,4	3,0	5,1	3,3

12.5. Компонування головних будівель АЕС

Розглянуті раніше чинники, що визначають компонування головних будівель ТЕС, залишаються в силі і для АЕС. Додатковими вимогами є забезпечення радіаційної безпеки всередині і за межами будівлі та локалізація будь-якої аварії обладнання, що гарантує захист навколишнього середовища від попадання в неї джерел радіоактивного випромінювання. Виключення важкої аварії реакторної установки забезпечується підвищеною надійністю виконання обладнання, а локалізація аварії – компонуванням головної будівлі.

Головна будівля сучасних АЕС виконується за зімкнутими і розімкненими типами. Якщо зімкнутий тип, реакторне та турбінне відділення і деаераторне приміщення, що розташовується між ними, упритул прилягають один до одного, утворюючи єдину будівлю. Якщо розімкнута компоновка, реакторне відділення розміщується в окремій будівлі спеціальної конструкції (рис. 12.7), що виконується у вигляді сфери або циліндра з металу або залізобетону. У будівлі, що розташовується на відстані від реакторного на 10...20 м, розміщується турбінне обладнання. До сих пір немає єдиної думки щодо переваги того чи іншого варіанта компонування. У більшості випадків застосовують розімкнуту компоновку. Кілька АЕС побудовано з відкритою установкою турбінного устаткування.

За зімкнутого варіанта будівельна частина головної будівлі має прості архітектурні форми, характерні для сучасних ТЕС. Стінові огороження будівель зводяться індустріальними методами з типових залізобетонних елементів заводського виготовлення. Відсутність розриву між реакторним і турбінним відділеннями забезпечує найкоротшу протяжність сполучних трубопроводів. У сукупності все це обумовлює меншу вартість будівлі, ніж за розімкнутого типу. Питання забезпечення безпеки за зімкнутого варіанта також вирішуються з достатньою надійністю.

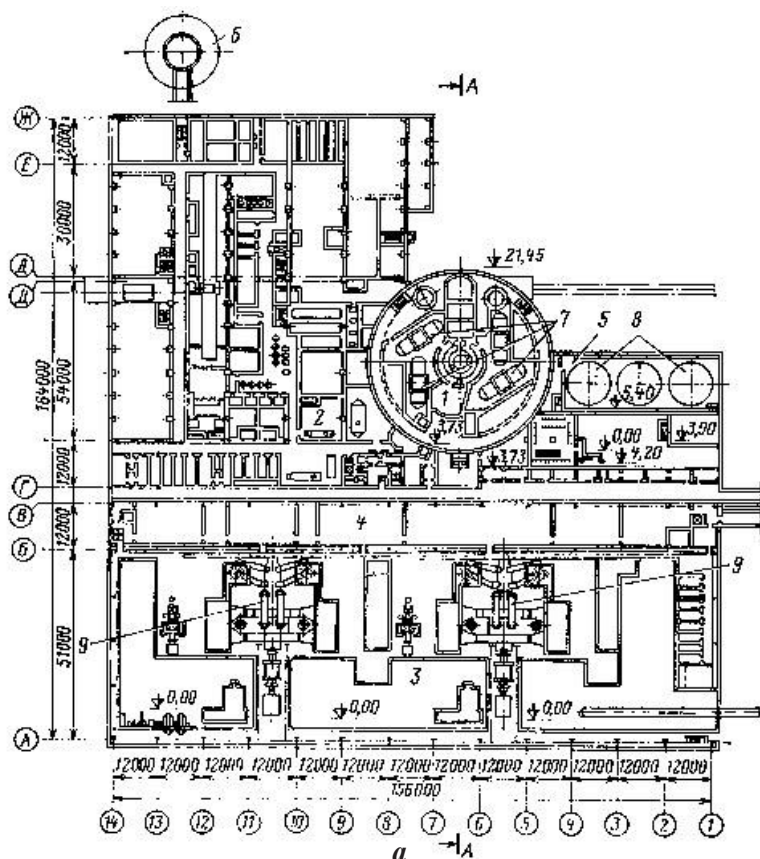
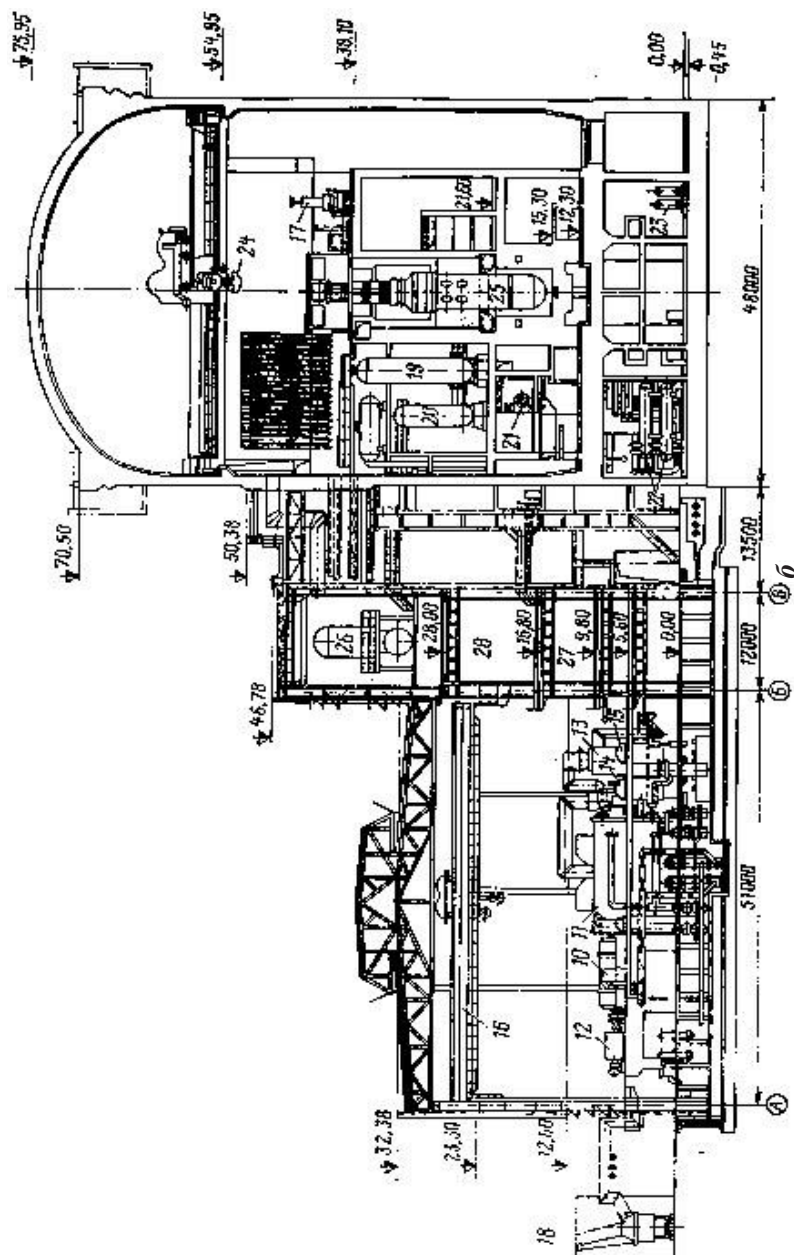


Рис. 12.7. Головна будівля АЕС: *a* – план; *б* – розріз розмінутого типу (АЕС з реактором ВВЕР-1000):

- 1 – реакторне відділення; 2 – спецкорпус; 3 – турбінний зал; 4 – деаераторна етажерка; 5 – смість аварійного запасу бору; 6 – вентиляційна труба; 7 – парогенератор; 8 – баки для зберігання розчину бору; 9 – турбіна; 10 – генератор; 11 – конденсатор; 12 – збудник; 13 – сепаратор-пароперегрівач; 14, 15 – підігрівачі низького тиску; 16 – мостовий кран; 17 – деаератор; 18 – трансформатор; 19 – компенсатор об'єму; 20 – гідроємності; 21 – вентиляційна установка; 22 – теплообмінник аварійного розхолодження; 23 – розширювач продувки парогенератора; 24 – мостовий кран; 25 – реактор; 26 – перевантажувальна машина; 27 – блоковий щит управління; 28 – вентиляційний центр



Основною вартістю розімкнутого варіанта є повна ізоляція реакторної установки й підвищена гарантія локалізації аварії. Під час будівництва АЕС в країнах з високою щільністю населення цьому надається велике значення, оскільки ймовірність важкої аварії хоча і незначна, але не може повністю ігноруватися. У нашій країні для АЕС з реактором ВВЕР-1000 також застосована розімкнута компоновка головної будівлі.

Недоліками розімкнутого варіанта компоновки є більш протяжні комунікації пари й води, ніж за зімкнутого варіанта, і висока вартість будівлі (оболонки) над реакторною установкою.

У початковий період розвитку ядерної енергетики оболонки над реакторними установками виконувалися металевими. На сучасних АЕС їх роблять з попередньо напруженого залізобетону з подвійним внутрішнім облицюванням з нержавіючої сталі. Зазор між облицюванням вентилується з метою контролю протікань і попередження їх виходу в атмосферу. На АЕС з ВВЕР-1000 оболонка має форму циліндра і виконана з монолітного залізобетону з одинарним внутрішнім облицюванням (рис. 12.8). Оболонка розраховується на надмірний внутрішній тиск, який може виникнути внаслідок пароутворення в разі найбільш важкої аварії – розриву трубопроводу першого контуру. Тиск пов'язаний з об'ємом води в першому контурі й розмірами оболонки: чим оболонка менша, тим тиск більший. Під час проєктування оболонок за розрахунковий беруть тиск 300...350 кПа. Обсяг і геометричні розміри оболонок визначаються за кількістю пари, що утворюється, та його об'ємом за розрахункового тиску.

Для потужних реакторів з великим об'ємом теплоносія розміри оболонок виходять занадто великими й дорогими. З метою зменшення розмірів застосовуються заходи, що дозволяють знижувати тиск пари, що утворюється під час розриву першого контуру.

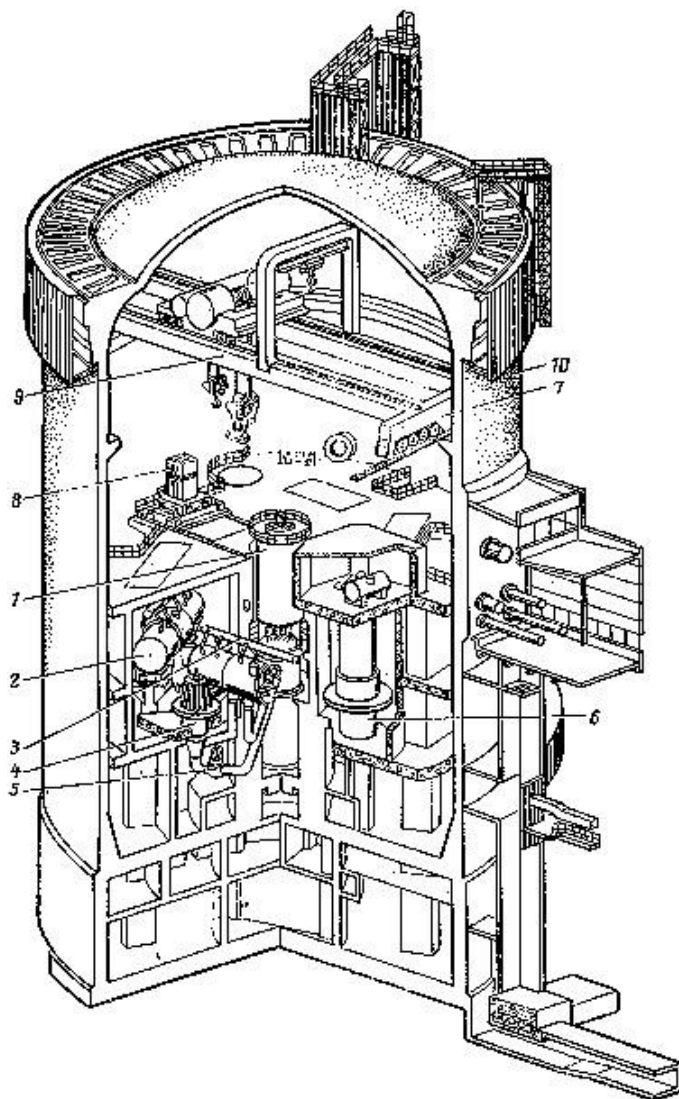


Рис. 12.8. Конструктивна схема реактора ВВЕР-1000:

1 – реактор; 2 – паропроводи; 3 – парогенератор; 4 – головний циркуляційний насос; 5 – запірна засувка; 6 – компенсатор об'єму; 7 – аварійний шлюз; 8 – перевантажувальна машина; 9 – мостовий кран 400 т; 10 – захисна оболонка

Найбільш поширеними з них є барботування пари та застосування спринклерних установок. Дія барботерів полягає в тому, що пара, яка утворюється, не відразу надходить в оболонку, а проходить шар води в баку барботера. Обсяг пари до того ж зменшується, так як частина його конденсується. Спринклерна установка у вигляді численних розбризкуючих розеток на трубопроводах споруджується над реактором і вмикається автоматично в разі підвищення температури в реакторному приміщенні. Вода в установку подається з домішкою бору.

Перспективним заходом вважається застосування «льодових конденсаторів» у вигляді блоків льоду, замороженого на трубах холодильної установки, що прокладаються на спеціальній галереї по периферії оболонки. Лід слугує конденсатором пари.

Аналіз проєктних аварій (проєктною називається аварія, імовірність якої для даного типу реактора не може вважатися рівною нулю; заходи щодо попередження аварії та її наслідків розробляються під час проєктування реактора) показує, що найбільш важкі наслідки слід очікувати в разі аварій корпусних реакторів, що мають великий обсяг теплоносія в корпусі. Для реакторів каналного типу важкі аварії менш вірогідні (Чорнобиль), оскільки умовою їх виникнення повинно бути одночасне пошкодження великої кількості каналів. Цілком очевидно, що наслідки важкої аварії будуть тим значніше, чим більша потужність реактора.

З викладеного вище випливає, що розімкнута компоновка доцільна насамперед для АЕС з реакторами корпусного типу великої потужності.

Під час компонування приміщень головної будівлі передбачається поділ їх на дві зони: суворого режиму і чисту. До зони суворого режиму відносяться приміщення реактора та всі інші, де встановлено обладнання і проходять комунікації першого контуру, лабораторія дослідження ТВЕЛів

(гаряча камера), приміщення спецводоочищення, вентиляційного центра, контуру розхолодження та інші, у яких є джерела іонізуючого випромінювання. Усі допоміжні приміщення, сполучені із зазначеними вище, також відносяться до зони суворого режиму незалежно від наявності в них джерел випромінювання.

У чисту зону виділяються приміщення щитів управління, адміністративних служб і всі інші з постійним перебуванням персоналу, з яких немає вільного доступу в зону суворого режиму. Наявність джерел випромінювання в чистій зоні повністю виключено.

Турбінне відділення може бути віднесено як до тієї, так і до іншої зони залежно від схеми АЕС. За двоконтурної схеми пара не радіоактивна, тому турбінне відділення відносять до чистої зони; на одноконтурних АЕС – до зони суворого режиму. На АЕС з ядерним перегрівом пари радіоактивність його незначна, тому турбінне відділення виділяють в окрему зону, іменовану зоною обмеженого доступу.

Компоновка реакторного відділення. Компоновка визначається схемою АЕС і набором основного технологічного устаткування. Крім реактора тут установлюються ПГ, компенсатори об'єму, циркуляційні насоси, сепаратори. Розміщується численне допоміжне обладнання і пристрої: барботери, теплообмінники та насоси контуру розхолодження, газгольдери, басейн витримки ТВЕЛів, транспортно-технологічне обладнання, вентиляційна установка, лабораторія «гаряча камера», пристрої для збору і видалення радіоактивних відходів та ін. Усе основне технологічне обладнання розміщується в окремих приміщеннях – боксах; допоміжне – з урахуванням його призначення – поруч з основним обладнанням або також в окремих боксах.

Елементи приміщення (підлоги, стелі, стіни, двері) розраховуються на поглинання випромінювання від установленного обладнання, інтенсивність якого поза приміщенням не

повинна перевищувати допустимих значень. Як будівельний матеріал застосовується монолітний залізобетон, а для приміщень, де обладнання має особливо високий рівень випромінювання, – важкий залізобетон із заповнювачем у вигляді залізної руди (лимоніту), сталевого дробу, боромісткої руди. Щільність і поглинаюча здатність важкого бетону вище, ніж звичайного.

Приміщення, у яких розміщується обладнання першого контуру, розраховуються на сприйняття внутрішнього тиску 300...350 кПа, а двері та проходи труб через стіни виконуються з герметичними ущільненнями. Підлога і стіни приміщень на висоту 250...300 мм покривають нержавіючою сталлю або пластмасою, створюючи піддон під обладнанням, а іншу частину стін і стелі – стійкими фарбами, що витримують омивання приміщень миючими розчинами.

Усі приміщення реакторного відділення за умовами перебування в них персоналу поділяються на три категорії. До першої відносяться необслуговувані приміщення, перебування людей у яких під час роботи реактора не допускається. До другої – напівобслуговувані приміщення. У них допускається короткочасне перебування людей за спеціальними дозволами (нарядом). Третя категорія – це обслуговувані приміщення, призначені для постійного перебування персоналу в робочий час.

У всіх приміщеннях встановлюються дубльовані прилади дозиметричного контролю з місцевою звуковою та світловою сигналізацією і вторинними приладами, виведеними на дозиметричний щит. Передбачається притічно-витяжна вентиляція з викидом повітря через фільтри у вентиляційну трубу.

Реактор зазвичай розташовують у центрі реакторного відділення в заглиблені залізобетонної шахти, стіни якої найчастіше виконуються з важкого залізобетону. В одному приміщенні з реактором споруджується басейн витримки відпрацьованих ТВЕЛів.

Поряд із шахтою реактора розташовуються бокси барботерів, компенсаторів об'єму, сепараторів, циркуляційних насосів, ПГ. У новітніх компоновках з метою спрощення конструкції будівлі застосовується поєднання обладнання, тобто установа в одному боксі декількох ПГ, циркуляційних насосів або інших пристроїв.

Технологічне обладнання розміщується на різних відмітках; це забезпечує компактність усієї реакторної установки і, крім того, створює умови природної компенсації трубопроводів у разі температурних деформацій. На різній висоті встановлюється обладнання, яке потребує частого ремонту або профілактичного огляду. Так електроприводи засувки, а на деяких АЕС і приводи циркуляційних насосів, встановлюються в сусідніх за висотою боксах.

Перераховані вище приміщення (бокси) відносяться до категорії необслуговуваних і компонуються таким чином, щоб двері з них виходили в загальні коридори зони суворого режиму. Для зниження рівня випромінювання в коридорах двері виконуються сталевими товщиною 400...450 мм і забезпечуються герметичними ущільненнями.

Ремонтним і перевантажувальним роботам завжди передують обмивання устаткування спеціальними миючими розчинами. Для збору розчинів і обмивальних вод, підлоги в приміщеннях робляться з ухилом. Передбачаються приямки для збору вод і спуску їх на нижні позначки будівлі, де встановлюються вакуумні пристрої (монжуси) для їх видалення в центр спецводоочищення або в могильники.

За поєднаною компоновкою реакторного приміщення (на верхніх відмітках) споруджується вентиляційна установка, що складається з кількох груп вентиляторів. Кожна група працює на одну вентиляційну систему, яка обслуговує одне або кілька однотипних за категорією приміщень. Поруч з вентиляційною установкою розміщується зазвичай група боксів для фільтрів очищення повітря і газгольдерів витримки радіоактивних

газів. За розімкнутою компоновкою перераховане вище обладнання розміщується в окремій прибудові до головної будівлі.

По-різному вирішується питання про розміщення спеціального водоочищення. Як відомо, ця система пов'язана численними технологічними трубопроводами з реакторною установкою. За умовами скорочення їх довжини спецводоочищення доцільно розташовувати поблизу реакторної установки або навіть безпосередньо в головній будівлі. Таке рішення реалізовано на декількох вітчизняних АЕС. Однак у більшості останніх компоновок система водоочищення розміщується в окремому приміщенні, яке споруджується поруч з головною будівлею, що покращує радіаційну обстановку на АЕС.

У реакторному відділенні або прибудові до нього споруджуються санітарно-побутові та господарські приміщення: гардероби виробничого і повсякденного одягу, душ, спецпральні. Компонуються ці приміщення таким чином, щоб вихід з реакторного приміщення міг бути тільки через гардероб виробничого одягу.

Компонування деаераторного відділення. Це приміщення має кілька поверхів та розташовується між реакторним і турбінним відділеннями. За розімкнутою компоновкою воно прилягає до турбінного відділення. Верхній поверх відводиться зазвичай для установлення деаераторів. На деяких АЕС на цьому ж поверсі споруджується окреме приміщення для вентиляційної установки.

На позначці 8...9 м розташовуються приміщення блочних щитів управління. На нульовій позначці споруджується кабельний напівповерх і розподільний пристрій власних потреб, установлюються агрегати системи надійного живлення, живильні насоси тощо.

У підвальному або напівпідвальному поверсі розташовується трубопровідний коридор, у якому прокладаються магістралі технічної, господарської та пожежної води. Розташування водяних магістралей на нижніх відмітках

застосовується як обов'язкове, так як це знижує ймовірність затоплення обладнання та кабелів у разі пошкодження трубопроводів.

Компоновка турбінного відділення. Розміщення основних агрегатів і допоміжного обладнання в турбінному відділенні проводиться з дотриманням тих же норм і вимог, які діють для ТЕС. Поздовжнє або поперечне розташування турбін вибирається залежно від компонування головної будівлі. За розімкнутою компоновкою частіше застосовується поперечне розташування, що забезпечує найкоротшу довжину основних сполучних трубопроводів і меншу довжину турбінного відділення. З тих же міркувань за зімкнутою компоновкою та установленням декількох турбін на один реактор краще поздовжнє розташування.

13. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

13.1. Загальні задачі експлуатації електростанцій

Нормальна експлуатація електростанцій починається з підписання приймального акта Державною комісією. Після закінчення монтажних робіт і до підписання акта проводяться пробні пуски устаткування, під час яких виявляються та усуваються різні дефекти та недоробки. У цей період, що триває від декількох тижнів до декількох місяців, електростанція вважається як така, що знаходиться у пробній експлуатації; закінчується даний період 72-годинною роботою з повним навантаженням. За відсутності неполадок електростанція приймається в нормальну експлуатацію.

Пробну експлуатацію організовує персонал налагоджувальної організації підрядника монтажних робіт за участю штатного персоналу електростанції. У разі потреби залучаються представники заводів-виробників обладнання. Експлуатація електростанцій передбачає виконання таких основних завдань:

- забезпечення безперебійного енергопостачання споживачів і надійної роботи обладнання;
- підтримку нормальної якості енергії, що відпускається, – частоти і напруги електричного струму, тиску та температури пари й гарячої води;
- виконання диспетчерського графіка навантаження і планового вироблення енергії;
- забезпечення проєктних техніко-економічних показників окремих агрегатів і електростанції в цілому.

Організаційна робота щодо виконання зазначених вище завдань включає в себе: підготовку персоналу, забезпечення всіх посадових місць виробничими інструкціями, проведення випробувань обладнання, розробку основних режимів агрегатів і блоків, складання графіків ремонту устаткування та організацію проведення ремонтів, забезпечення запасними частинами й матеріалами. У процесі експлуатації вирішуються питання заміни вузлів устаткування і цілих агрегатів, удосконалення обладнання та схем на основі нових науково-технічних досягнень.

Підготовка чергового персоналу проводиться на робочих місцях під керівництвом досвідчених працівників. На нових електростанціях підготовка починається ще в період будівництва та організовується на однотипних діючих електростанціях. У період підготовки якого працівники знайомляться з будовою устаткування, схемами, порядком оперативних дій і правилами техніки безпеки в обсязі, передбаченому посадовою інструкцією, складають іспит спеціальній комісії та працюють дублерами протягом декількох тижнів. За позитивних результатів навчання черговий персонал допускається до самостійної роботи.

Робота чергового персоналу регламентується оперативними документами у вигляді посадових інструкцій, у яких викладені права й обов'язки кожного працівника, дається опис обладнання та схем, указується порядок оперативних дій під час пусків і зупинок устаткування в нормальних і аварійних умовах. На кожне робоче місце складається окрема інструкція.

Випробування обладнання проводяться з різною метою. За результатами випробувань визначаються енергетичні характеристики обладнання (ККД, продуктивність, втрати енергії тощо). Розробляються найвигідніші режими роботи агрегатів і блоків, а також рекомендації з налагодження та вдосконалення обладнання і схем; даються оцінки конструкційним удосконаленням та якості виконуваних ремонтів.

Перші випробування проводяться після введення агрегата або блока в роботу та іменуються приймально-здавальними. На основі їх перевіряються гарантійні характеристики встановленого обладнання. Надалі випробування проводяться в разі переходу на інше паливо, у разі систематичних відхилень характеристик обладнання від гарантійних; під час внесення конструкційних змін в обладнання або схеми, а також до і після капітальних ремонтів.

За результатами випробувань висуваються претензії завод-виробникам обладнання, якщо його характеристики не відповідають гарантійним; розробляється режимна документація, що забезпечує найвигідніші режими роботи устаткування під час переходу на новий вид палива; оцінюється якість ремонтів за допомогою зіставлення характеристик обладнання до ремонту і після нього. Результати випробувань дозволяють прямо або побічно (на підставі аналізу отриманих даних) визначити причину відхилень характеристик обладнання від гарантійних і намітити шляхи усунення цих відхилень.

Нескладні короткочасні випробування проводяться персоналом відповідних цехів з участю робітників інших служб і відділів. Для проведення складних випробувань таких, наприклад, як приймально-здавальних і налагоджувальних, запрошуються спеціалізовані організації.

13.2. Організація ремонту обладнання

Надійна, безперебійна і тривала робота обладнання електростанцій забезпечується системою планово-попереджувальних ремонтів (ППР), яка полягає в тому, що обладнання виводиться в ремонт у певній послідовності, задовго до його можливої зупинки через зношування або несправності.

Ремонти поділяються на *капітальні та поточні*. Проводяться вони на зупиненому обладнанні під час увімкнення

всіх сполучних ліній пари, води та електроенергії від працюючих агрегатів. Устаткування АЕС, що є джерелом іонізуючого випромінювання, ремонтується тільки після дезактивації і витримки, коли рівень випромінювання знизиться до безпечного значення.

Особливими видами ремонтів, що не входять у систему ППР, є *післяаварійні й відновні*. Останні проводяться після тривалого простою обладнання в резерві або під час пошкодження у результаті стихійних лих.

Капітальний ремонт (КР) передбачає проведення повної ревізії агрегатів або блоків з докладним оглядом та аналізом стану окремих пристроїв і механізмів; усунення виявлених дефектів вузлів та деталей шляхом їх заміни або відновлення. У період капітальних ремонтів виконуються найбільш суттєві заходи з модернізації та удосконалення обладнання. Капітальний ремонт основного обладнання проводиться один раз у 2...3 роки.

Поточний ремонт (ПР) передбачає менший обсяг робіт, ніж капітальний. Ремонтується тільки ті елементи обладнання, подальша експлуатація яких може істотно знизити надійність та економічність основних агрегатів або блоків. Типовими роботами, виконуваними під час поточних ремонтів, є: чистка поверхонь нагріву котлів, трубок конденсаторів, маслоохолоджувачів та інших теплообмінників, заміна кульового завантаження, усунення протікань і парень в арматурі. Поточні ремонти плануються з урахуванням інтенсивності зносу або забруднення окремих пристроїв і механізмів. Період між поточними ремонтами становить кілька місяців. На електростанціях ведеться систематична робота щодо збільшення міжремонтних термінів. З цією ж метою практикується проведення розширених поточних ремонтів (РПР).

Період часу між двома капітальними ремонтами називається *ремонтним циклом*. Структура циклу визначає чергування ремонтів. Наприклад, для блоків високого і надвисокого

тиску на твердому паливі 2-річний ремонтний цикл має наступну структуру:

КР – ПР1 – ПР2 – ПР3 – РПР – ПР4 – ПР5 – ПР6 – КР.

Ремонтний цикл планується на основі даних про ресурс роботи різних пристроїв і механізмів, які накопичуються в процесі експлуатації однотипних електростанцій. На АЕС ремонтний цикл поєднується в часі з циклом використання палива; КР плануються в ті ж терміни, що і перевантаження реактора.

Тривалість простою агрегата або блока в ремонті визначається обсягом запланованих робіт. Для різних за конструкцією агрегатів і блоків КР триває від 25 до 40 діб, ПР – 18...20 діб, РПР до 37 діб. Протягом року сумарний простій у ремонті становить від 35 до 56 діб. Перший КР проводиться не пізніше 18 місяців після введення агрегата або блока в роботу.

Послідовність ремонтних робіт на електростанціях. До початку року складається календарний графік КР і ПР усього обладнання на майбутній рік. Не менш ніж за місяць до початку ремонту складається відомість обсягу по даному об'єкту. На основі відомості подаються заявки на запасні частини й матеріали. Надалі ведеться контроль за їх отриманням через відділ постачання або виготовленням у майстернях електростанції.

Перед початком ремонту складається план-графік виконання робіт з передбачуваною розстановкою робочих бригад по ділянках. Комплектуються ремонтні бригади. Проводиться інструктаж персоналу про особливості виконання робіт та техніки безпеки. Виконуються заплановані роботи. Після закінчення проводиться приймання відремонтованого обладнання з оцінкою якості виконаних робіт.

Під час складання календарного графіка передбачається одночасність виведення в ремонт котлів і турбін приблизно рівної потужності. Ремонти обладнання ТЕЦ плануються на

теплу пору року. В енергосистемах з потужними гідроелектростанціями ремонти обладнання ТЕС і АЕС намічаються на багатоводний період. Найбільш потужні агрегати та блоки ремонтуються в місяці найменших навантажень.

Ремонт обладнання електростанцій виконується персоналом відповідних цехів або спеціалізованими ремонтними організаціями, створюваними в енергосистемах. Останні виконують централізований ремонт на всіх електростанціях енергосистеми. На сьогодні це найбільш ефективна форма організації ремонтів. Спеціалізовані організації оснащуються найновішим ремонтним обладнанням та інструментами; у них створюються кадри висококваліфікованих робітників та інженерів. Завдяки спеціалізації підвищується якість виконуваних ремонтів, скорочуються терміни робіт та їх вартість.

Під час проведення ремонтів на АЕС передбачаються додаткові заходи щодо попередження опромінення ремонтного персоналу. Устаткування, що є джерелом іонізуючого випромінювання, перед ремонтом дезактивується шляхом обмивання поверхнево-активними рідинами і водою. Якщо рівень випромінювання після дезактивації високий, то до початку робіт робиться витримка протягом декількох діб для спаду радіоактивності. На робочих місцях організуються дозиметричні пости із завданням контролю рівня випромінювання та попередження опромінення персоналу вище допустимої дози.

Після закінчення капітального ремонту обладнання приймається комісією, яка очолюється головним інженером електростанції. Під час приймання з поточного ремонту комісією очолює начальник цеху. Комісія перевіряє виконання передбаченого обсягу робіт, стан окремих пристроїв і механізмів, теплової ізоляції, забарвлення тощо. Після закінчення огляду обладнання перевіряється по ходу протягом 24 год. Проводяться балансові випробування агрегатів і блоків з визначенням ККД та інших експлуатаційних характеристик. За результатами огляду та випробувань дається оцінка якості виконаного ремонту.

13.3. Режими експлуатації агрегатів і блоків

Основними режимами агрегатів і блоків є: режим пуску та зупинки, робота під навантаженням, знаходження в резерві. Щодо кожного з названих режимів даються рекомендації заводами-виробниками обладнання, на основі яких персонал електростанцій розробляє місцеві посадові інструкції з експлуатації.

Пуск агрегатів і блоків. Режим пуску є системою послідовних операцій, що проводяться безпосередньо персоналом або автоматичними пристроями. Головна увага під час пуску приділяється рівномірному прогріванню обладнання та дотримання допустимих швидкостей зростання температур найбільш відповідальних елементів (барабанів і колекторів парових котлів, циліндрів та роторів турбін, паропроводів). Для сучасних агрегатів і блоків пуск є складною та відповідальною операцією, що вимагає підвищеної уваги персоналу й чітких безпомилкових дій. За часом операція пуску складається з таких етапів: *підготовки до пуску, пуску, включення в роботу, набору навантаження.*

Підготовка до пуску полягає в перевірці закриття і здачі всіх нарядів на ремонт, докладному огляді всього агрегата або блока, перевірці справності приладів і дії автоматичних систем, приведення в пускове положення схем, органів управління і захисних пристроїв.

Під час підготовки до пуску парових котлів виконуються такі операції, як заповнення котлів водою, закриття люків на газоходах та їх вентиляція димососами, перевірка дії запобіжних клапанів і показників рівня води, установлення у відповідне положення арматури пускової схеми. Робляться відмітки положення реперів контролю розширення барабанів і колекторів, перевіряється можливість подачі пари від сусіднього котла для розігріву пароводяного тракту.

Перед пуском реакторів АЕС циркуляційні контури заповнюються теплоносієм, уточнюється запас реактивності,

перевіряється дія стрижнів регулювання та захисту. Потім проводиться розігрівання контуру до температури близько 100...150 °С з одночасним підйомом тиску. Температура теплоносія підвищується за рахунок роботи електропідігрівачів або (на ВВЕР 210) роботи циркуляційних насосів, що запускаються з цією метою. Термін розігріву від 40 до 100 °С становить 4...6 год.

Під час підготовки до пуску турбін перевіряють дію автоматів безпеки, стан масляної системи і резервних масляних насосів; легкість переміщення регулюючих та стопорних клапанів, справність валоповоротного пристрою. Проводиться прогрів підвідних паропроводів за допомогою подачі в них пари. Далі вмикається валоповоротний пристрій і дається пара на прогрів проточної частини й корпусів турбіни.

Пуск (розпалювання) парових котлів починається із запалювання розпалювального палива і створення в топці сталого факела. Під час розпалювання вживаються заходи захисту пароперегрівача від перепалу: на барабанних котлах – пропуском пари від стороннього джерела, а на прямоточних котлах – прокачуванням води через циркуляційні системи в кількості до 30 % номінальної витрати і охолодженням власною парою з розширювача. На початку підйому тиску проводиться кріплення всіх фланцевих з'єднань, які до пуску ремонтувалися. Контролюється рівномірність розширення колекторів і барабанів за наявними реперами. У разі досягнення теплового навантаження топки, що дорівнює 30 % номінальної, починається перехід на основне паливо. Пускаються млини та інше обладнання системи приготування пилу, подається паливо на робочі пальники. До кінця пуску тиск у вихідному паропроводі доводиться до номінального.

Пуск реакторів АЕС починається з підйому регулюючих стрижнів і доведення активної зони до критичного стану. Після початку ланцюгової реакції підтримується такий рівень потужності, який забезпечує прогрів реактора і всього

контур з допустимою швидкістю зростання температури. Контроль за наростанням потужності ведеться за допомогою пускових, а потім робочих іонізаційних камер. У разі досягнення температури теплоносія 60...70 % від номінальної починається пуск другого контуру: подається пара на прогрів ПГ і паропроводів, пускаються підживлювальні й живильні насоси, подається пара до турбін.

Пуск турбін починається з подачі пари через регулюючі клапани і зрушення ротора. Прогрів турбіни ведеться з поступовим зростанням витрати пари і кількості оборотів ротора з таким розрахунком, щоб швидкість зростання температури не перевищувала допустиму для даного типу турбіни. До кінця прогріву обороти ротора доводяться до номінального значення. Пуск блокових установок проводиться з використанням пускових схем.

Включення в роботу і набір навантаження є заключною операцією. Парові котли включаються в загальний паропровід за однакової кількості тисків у вихідній камері пароперегрівача і паропроводу. Після включення починається набір навантаження за допомогою збільшення подачі палива і повітря та включення додаткових пальників.

Для ядерного реактора перехід від пуску до включення не має чіткої межі. Для двоконтурних АЕС цей момент починається з пуску живильних насосів другого контуру, після чого теплове навантаження інтенсивно зростає. Набір навантаження реактора здійснюється зміною положення стрижнів регулювання.

Для турбіни включення в роботу вважається з моменту синхронізації генератора з мережею й увімкнення з'єднувального вимикача. Набір навантаження турбіни здійснюється відкриттям регулюючих клапанів. Швидкість набору навантаження для всіх типів агрегатів за часом регламентується заводськими інструкціями.

Режим роботи під навантаженням. Цей режим організовується таким чином, щоб забезпечувалися високі

техніко-економічні показники агрегатів (блоків) та електростанції в цілому за обов'язкового виконання графіка навантаження і планового вироблення енергії встановленої якості за параметрами пари, напруги й частоти електричного струму.

Високі техніко-економічні показники досягаються в тому випадку, якщо кожному значенню навантаження агрегата або блока відповідають оптимальні значення таких показників, як температура живильної води, витрати охолоджуючої води, співвідношення подачі палива і повітря в топку, навантаження електродвигунів механізмів власних потреб, склад димових газів та інші параметри, що визначають зрештою теплові втрати і ККД агрегатів.

Зупинка агрегатів і блоків. В умовах експлуатації зупинки бувають *нормальними* та *аварійними*. Нормальна зупинка проводиться відповідно до графіка навантаження за розпорядженням диспетчера або чергового інженера; аварійна зупинка – у разі виникнення несправності обладнання або аварії в зовнішніх електричних мережах.

За нормальної зупинки агрегат або блок поступово розвантажується, потім вимикається і далі розхолоджується з певною швидкістю зниження температури, рекомендованої заводом-виробником обладнання.

Відключення котла здійснюється закриттям засувки на головному паропроводі, що виконується відразу ж після припинення подачі палива й повітря в топку. Охолодження барабанів, колекторів та обмурівки забезпечується роботою димососів, підживленням котла водою з одночасним дренаванням пароводяного тракту.

Відключення турбін проводиться після відключення генератора від мережі закриттям регулюючих, а потім і стопорних клапанів. Після зупинки ротора вимикається валоповоротний пристрій, який продовжує обертати ротор для запобігання його прогину під час охолодження. Протягом усього часу

зупинки і розхолодження в конденсаторі підтримується нормальний вакуум.

Реактори АЕС зупиняють за допомогою введення регулюючих стрижнів і стрижнів захисту в активну зону, а в разі борного регулювання – шляхом подачі розчину бору в теплоносії. Розхолодження реактора проводиться прокачуванням теплоносія і відведенням тепла через технологічні конденсатори. На деяких АЕС для відводу тепла передбачаються спеціальні установки розхолодження з насосами і теплообмінниками, охолоджуваними технічною водою.

У разі аварійної зупинки зняття навантаження відбувається миттєво або в дуже короткий час. В умовах експлуатації бувають випадки, коли скидання навантаження відбувається через незалежні від агрегата або блока причини, наприклад, у разі аварій у зовнішній електричній мережі. Для того щоб агрегат або блок у таких випадках не вимикався і не зупинявся, аварійний захист доповнюється блокуванням, яке утримує агрегат або блок у режимі холостого ходу. Це дозволяє швидко набрати навантаження після усунення зовнішнього пошкодження.

Режим резерву агрегатів і блоків. Агрегати і блоки виводяться в резерв у разі надмірної потужності в системі. Час перебування у резерві може бути тривалим або короткочасним. Під час зупинки у тривалий резерв (кілька діб, тижнів) обладнання розхолоджується та консервується, а під час зупинки в короткочасний резерв (кілька годин) – підтримується в гарячому стані.

Режим гарячого резерву котлів підтримується на розпалювальному паливі за слабкої циркуляції води і невеликому виробленні пари. Для турбін гарячий резерв забезпечується роботою на холостому ході або в режимі, коли генератор не відключається від мережі та працює як електродвигун.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРИ

Основна

1. Стерман Л. С., Тевлин С. А., Шарков А. Т. Тепловые и атомные электростанции. Москва : Энергоиздат, 1982. 456 с.

Додаткова

2. Теплоэнергетика и теплотехника. Справочная серия : в четырех книгах / под общей ред.: В. А. Григорьева, В. М. Зорина. Москва : Издательство МЭИ, 2001. 564 с.

3. Тепловые и атомные электростанции : справочник / под общей ред.: В. А. Григорьева, В. М. Зорина. Книга 3. Москва : Энергоатомиздат, 1989. 608 с.

4. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. Москва : Энергия, 1976. 448 с.

5. Теплотехника / под общей ред. В. И. Крутова. Москва : Машиностроение, 1986. 426 с.

6. Нигматулин И. Н., Нигматулин Б. И. Ядерные энергетические установки. Москва : Энергоатомиздат, 1986. 166 с.

7. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. Москва : Энергоиздат, 1982. 360 с.

This image shows a single sheet of white paper with horizontal ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

Навчальне видання

БОНДАРЕНКО Микола Степанович
ЄЛЕОНСЬКА Ольга Семенівна

**ТЕПЛОВІ ТА АТОМНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
Й УСТАНОВКИ**

Навчальний посібник

Комп'ютерна правка й коректура *О. Г. Костенко*
Комп'ютерне верстання *Ю. С. Семенченко*

Формат 60×84/16. Ум. друк. арк. 9,18. Тираж 100 прим. Вид. № 9. Зам. № 2702-12.

Видавець і виготівник Національний університет кораблебудування
імені адмірала Макарова

просп. Героїв України, 9, м. Миколаїв, 54007

E-mail : publishing@nuos.edu.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 6402 від 19.09.2018 р.