

Міністерство освіти і науки України

Національний університет водного господарства та
природокористування

Кафедра гідроенергетики, теплоенергетики та гідравлічних машин

01-06-70М

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до практичних і самостійних робіт з навчальної дисципліни
«ТЕПЛОВІ ТА АТОМНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ»
для здобувачів вищої освіти першого(бакалаврського) рівня
за освітньо-професійною програмою «Теплоенергетика»
спеціальності 144 «Теплоенергетика» усіх форм навчання

Рекомендовано науково-методичною
радою з якості ННІЕАВГ
Протокол № 5 від 25 січня 2024 р.

Рівне – 2024

Методичні вказівки до практичних і самостійних робіт з навчальної дисципліни «Теплові та атомні електростанції» для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня за освітньо-професійною програмою «Теплоенергетика» спеціальності 144 «Теплоенергетика» усіх форм навчання. [Електронне видання] / Кочмарський В. З. – Рівне : НУВГП, 2024.– 96 с.

Укладач:

Кочмарський В. З., к.ф.-м.н., професор, професор кафедри гідроенергетики, теплоенергетики та гідравлічних машин.

Відповідальний за випуск завідувач кафедри гідроенергетики, теплоенергетики та гідравлічних машин д.т.н., професор Рябенко О. А.

Керівник групи забезпечення спеціальності 144 «Теплоенергетика»

Костюк О. П

© В. З. Кочмарський, 2024

© НУВГП, 2024

Зміст

	ст.
Основні скорочення	4
Передмова.....	5
1 Загальні вимоги до виконання РГР.....	5
2 Оформлення титульної сторінки.....	5
3 Структура звіту.....	5
4 Зауваження до виконання завдань.....	4
5 Теми практичних занять.....	6
6 Тема 1. ПТУ та їх цикли. Схеми ПТУ з регенеративним підігрівом живильної води та вторинним перегрівом пари	7
7 Тема 2. Електричні станції та їх основні типи; графіки навантаження електростанцій та систем.....	15
8 Тема 3. Розрахунок ККД електростанцій. Порівняння споживання звичайного та ядерного палива на блоках однакової потужності.....	23
9 Тема 4. Порівняння основних енергетичних показників роботи КЕС та ТЕЦ.....	30
10 Тема 5. Розрахунок деаераційних установок.....	40
11 Тема 6. Розрахунок режимних параметрів КТ ТЕС і АЕС.....	47
12 Тема 7. Відкладення в теплообмінниках ТЕС і АЕС. Вплив відкладень в КТ на ККД ТЕС і АЕС.....	53
13 Тема 8. Принцип роботи і будова ядерних енергетичних установок	59
14 Тема 9. Розрахунок потреби ядерного палива на АЕС з реактором ВВЕР-1000	65
15 Тема 10. Розрахунок парогенератора.....	67
16 Тема 11. Характеристика існуючих ядерних енергетичних установок. Їх переваги та недоліки	74
17 Тема 12 Газотурбінні, парогазові та газопарові установки...	87

Основні скорочення

АЕ ККД	Абсолютний електричний коефіцієнт корисної дії.
АЕС	Атомна електростанція.
АЗ	Активна зона
АСТ	Атомні станції тепlopостачання
ГАЕС	Гідроакмуляційна ЕС
ГПУ	Газопарові установки
ГТУ	Газотурбінні установки
ЕГ	Електрогенератор
ЖН	Живильний насос
КЕС	Конденсаційна електростанція.
ККД	Коефіцієнт корисної дії.
КН	Конденсатний насос.
КТ	Конденсатор турбіни.
КТП	Коефіцієнт теплопередачі
МПА	Максимальна проектна аварія
ПГ	Парогенератор
ПТ	Парова турбіна.
ПТУ	Паротурбінна установка.
ППП	Проміжний пароперегрівач.
ППР	Планово попереджувальний ремонт
РПЗ	Регенеративний підігрівач змішування
РПП	Регенеративний підігрівач поверхневий
РПВТ	Регенеративний підігрівач високого тиску.
РПНТ	Регенеративний підігрівач низького тиску.
ТЕС	Теплова електростанція.
ТЕЦ	Теплоелектроцентрально.
ТУ	Турбоустановка.
САОАЗ	Система аварійного охолодження активної зони
СЗБ	Система забезпечення безпеки
ЧВТ	Частина високого тиску турбіни.
ЧНТ	Частина низького тиску турбіни.

Передмова

Методичні вказівки та практичні завдання до курсу «Теплові та атомні електростанції» розроблені з метою полегшити студентам засвоєння суті основних технологічних процесів та їх конструктивного оформлення, що реалізуються на теплових та атомних електростанціях і забезпечують перетворення теплової енергії продуктів горіння палива (чи розпаду ядер), а пізніше пари, у механічну обертання ротора турбін та генерації електроенергії. Важливою метою завдань є допомога в засвоєнні теоретичного матеріалу курсу та оволодіння способами розрахунку елементів ТЕС та АЕС, їх техніко-економічних характеристик і способів мінімізації втрат теплової енергії на шляху її перетворення в електричну. Ми також намагалися допомогти студентам отримати навички самостійно складати принципи теплові схеми паротурбінних установок (ПТУ) та розраховувати їх економічну ефективність.

1 Загальні вимоги до виконання звіту про завдання

Виконуються завдання в окремому зошиті, або на зшитих стандартних листках формату А-4. Текст робіт пишуть у форматі WORD «Times New Roman 14» через один інтервал. Графічний матеріал виконують з використанням відповідних редакторів.

2 Оформлення титульної сторінки

Титульну сторінку звіту з виконаного завдання оформляєте стандартним чином. Вгорі – назва університету, нижче - ННІ, ще нижче – кафедри (гідроенергетики, теплоенергетики та гідравлічних машин). В самому низу напис «Рівне 20__ р.». Посередині сторінки назва «Практичне завдання № xx зі спецкурсу „Теплові та атомні електростанції ”», шифр №__ (дві останні цифри № зал. кн.). Посередині між назвою контрольної роботи та нижнім написом, справа пишете: студент(ка) __ курсу, спеціальності «Теплоенергетика», група № ____, нижче П.І.П., ще нижче: «перевірив» і прізвище викладача.

3 Структура звіту

Звіт про виконання завдання повинен мати таку структуру:

- титульна сторінка, див. вище;
- зміст та використані скорочення;
- розрахунок з поясненнями та рисунками (за необхідності);
- висновки з рекомендаціями де використовувати результати роботи;
- текст, графічні матеріали і розрахунки, див. п. 1.

Якщо рисуєте графіки «від руки», то на міліметровому папері, а в комп'ютерному варіанті на рисунку показуєте сітку координатних ліній. Рисунки супроводжуються назвою та підписаними підписами.

4 Зауваження до виконання завдань

Нижче наведено теми завдань для самостійної роботи. Якщо наведених даних для виконання роботи недостатньо, то допускається мінімально необхідне

їх доповнення на базі пошуку в літературі та Інтернеті. При цьому вказує посилання на джерело інформації.

Розрахунки супроводжує максимальними поясненнями та ілюстраціями (схемами та графіками). Після кожного завдання формулює висновки з роботи і вказує можливе застосування результатів розрахунків (навіщо ви їх виконували).

Завдання вибирає за вашим номером у списку групи, або за алгоритмом вибору варіанту за двома останніми цифрами залікової книжки.

5 Теми практичних занять

№ п/п	Теми занять	Кількість годин	
		ДФН	ЗФН
1	Інструктаж з охорони праці при роботі в комп'ютерному класі. Тема 1. ПТУ та їх термодинамічні цикли. Схеми ПТУ з регенеративним підігрівом живильної води та вторинним перегрівом пари.	4	1
2	Тема 2. Електричні станції та їх основні типи; графіки навантаження електростанцій та систем.	2	-
3	Тема 3. Розрахунок ККД електростанцій. Порівняння споживання звичайного та ядерного палива на блоках однакової потужності	3	1
4	Тема 4. Порівняння основних енергетичних показників роботи КЕС та ТЕЦ	3	1
5	Тема 5. Розрахунок деаераційних установок.	2	-
6	Тема 6. Розрахунок режимних параметрів КТ ТЕС і АЕС.	2	1
7	Тема 7. Утворення відкладень в теплообмінниках ТЕС і АЕС. Дослідження впливу відкладень в КТ на ККД ТЕС і АЕС	2	1
8	Тема 8. Будова і робота ядерної енергетичної установки.	2	1
9	Тема 9. Розрахунок потреби ядерного палива на АЕС. Приклад реактора ВВЕР-1000.	2	
10	Тема 10. Тепловий розрахунок парогенератора.	2	
11	Тема 11. Аналіз існуючих ядерних енергетичних установок. Їх переваги та недоліки.	2	1
12	Тема 12. Газотурбінні, парогазові та газопарові установки.	2	
Всього		28	8

Тема 1. ПТУ та їх цикли. Схеми ПТУ з регенеративним підігрівом живильної води та вторинним перегрівом пари

1. Цикл Ренкіна

Паротурбінна установка (ПТУ) – теплова машина, призначена для перетворення хімічної енергії палива при його згоранні в енергію основного теплоносія - водяної пари і в подальшому в механічну енергію обертання ротора парової турбіни (ПТ). Якщо ротор ПТ з'єднаний з електрогенератором, то отримуємо блок теплової електростанції (ТЕС).

З курсу технічної термодинаміки відомо, що для *заданого інтервалу температур, у якому працює теплова машина, максимальну корисну роботу maxL забезпечує оборотний цикл Карно.*

Він зображений на рис. 1. фігурою **1234'1**. Термічний коефіцієнт корисної дії (ККД) η_t цього циклу рівний *відношенню корисної роботи (площі фігури 1234'1) до кількості тепла Q_1 , що отримало робоче тіло машини за цикл (площа фігури 12'3'3'4'1),*

$$\max \eta_t = \frac{\max l}{Q_1} = \frac{(T_1 - T_k) \cdot (S_2 - S_3)}{T_1 \cdot (S_2 - S_3)} = 1 - \frac{T_k}{T_1}$$

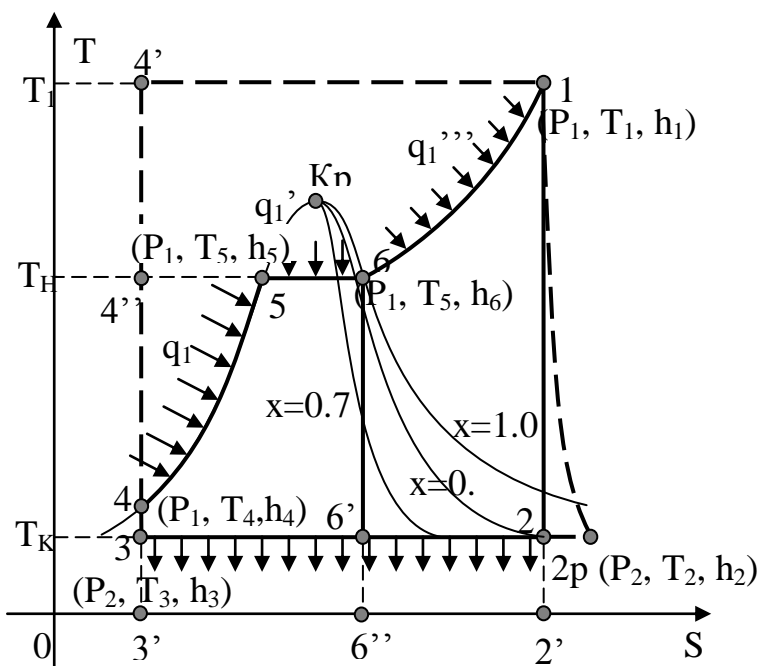


Рис. 1. Схема циклів Ренкіна та Карно на перегрітій та насиченій парі на T-S діагр.

– *на насиченій парі.* Теплова схема найпростішої ПТУ зображена на рис. 2. Вона включає такі **основні елементи: котлоагрегат (КА), пароперегрівач ПП, парову турбіну (ПТ), конденсатор турбіни (КТ), живильний насос (ЖН) та електрогенератор (ЕГ).**

Фізико – хімічні властивості води роблять технічну реалізацію циклу Карно **1234'1** *практично* неможливою. Недоліків циклу Карно на вологій парі можна уникнути, якщо в конденсаторі ПТУ, див. рис. 2, **сконденсувати** пару і стиснути воду перед подачею в паровий котел водяним насосом.

Цикл, який при цьому отримують, був запропонований в середині XIX ст. фізиком **Ренкіном** і на сьогодні носить його ім'я.

Цикл Ренкіна зображений на рис. 1 фігурами 3456123 та 34566'34. Перша відповідає циклу з **перегрівом пари**, а друга

Проаналізуємо на $T - S$ діаграмі процеси, що відбуваються з теплоносієм (робочим тілом - водою, яка знаходиться у двох фазах: рідкій та газовій), що виконує цикли *Ренкіна з насиченою та перегрітою паром*.

Цикл з насиченою паром має *суттєвий недолік – високу вологість пари*, яка виникає в кінці процесу її розширення в турбіні.

З рис. 1 бачимо, що вологість змінюється у межах $0 - 30\%$, а це, якщо не вживати заходів щодо осу-

шення пари, призводить до ерозії лопаток частини низького тиску (ЧНТ) турбіни. Незважаючи на це *цикли з насиченою паром застосовуються на АЕС*, а прийнятна сухість пари (у межах $90-86\%$) забезпечується паросепаратором, який встановлюють після частини високого тиску (ЧВТ) турбіни.

Термічний ККД циклу Ренкіна з насиченою паром рівний, див. рис. 1,

$$\eta_t = \frac{\text{корисна робота}}{\text{отримане ПТУ тепло}} = \frac{h_6 - h_6'}{h_6 - h_4}, \quad (1)$$

а для циклу Ренкіна з перегрівом пари знаходять за співвідношенням

$$\eta_t = \frac{\text{корисна робота}}{\text{отримане ПТУ тепло}} = \frac{l_u}{q_1' + q_1'' + q_1'''} = \frac{q_1 - q_2 + v \cdot (P_4 - P_3)}{h_1 - h_4} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_4}. \quad (2)$$

Важливою характеристикою ПТУ є *маса пари, що витрачається на виробіток $1 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії, $1 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 3.6 \cdot 10^3 \text{ кДж} = 3.6 \text{ МДж}$.*

Приблизно вона для перегрітої пари з параметрами: $P_1 = 19.0 \text{ МПа}$, $t_1 = 500^\circ\text{C}$ на вході в турбіну, та насиченої на виході з турбіни (у конденсаторі) $P_2 = 4 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}$ рівна $d_0 = 2.6 \text{ кг/кВт} \cdot \text{год}$.

2 Внутрішній ККД циклу Ренкіна

У *реальному процесі* розширення пари в турбіні частина енергії пари витрачається на роботу проти сил тертя (дроселювання), на залишкову кінетичну енергію та на турбулізацію пари, що супроводжується зростанням ентропії та ентальпії пари на виході з турбіни. Тому реальний процес розширення у процесі **1– 6**, див. рис. 1, *не адіабатний* і, порівняно з ідеальним процесом, ентальпія пари в кінці розширення зростає з h_2 до h_{2p} (реальний процес протікає по кривій 1-2_p, а не 1-2, як ідеальний). Внаслідок цього питома корисна робота ПТУ зменшується і рівна, див. рис. 1,

$$l_{2p} = h_1 - h_{2p}. \quad (3)$$

Відношення реальної роботи l_{2p} ПТУ до теоретичної (ідеальної) l_u називається відносним внутрішнім ККД ПТУ

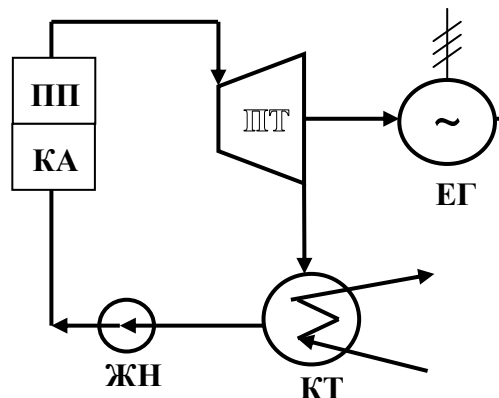


Рис. 2. Спрощена схема ПТУ. Конденсат з параметрами (P_2, T_3) стискають ЖН до тиску P_1 , підігрівають у КА до температури T_5 , далі у ПП до температури T_1 і перегріта пара розширюється у ПТ до тиску P_2 , після чого конденсується і охолоджується у КТ до температури T_3 .

$$\eta_{\text{ВВ}} = \frac{l_{2p}}{l_{\text{ц}}} = \frac{h_1 - h_{2p}}{h_1 - h_2} \quad (4)$$

Для парової турбіни $\eta_{\text{ВВ}} = 0.85 - 0.92$.

Відношення реальної корисної роботи до затраченої в циклі теплоти називається внутрішнім ККД ПТУ

$$\eta_{\text{В}} = \frac{l_{2p}}{q_1} = \frac{h_1 - h_{2p}}{h_1 - h_4} \quad (5)$$

Якщо врахувати (4), то (5) можна отримати зв'язок між внутрішнім та відносним внутрішнім ККД ПТУ:

$$\eta_{\text{В}} = \frac{h_1 - h_{2p}}{h_1 - h_2} \cdot \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_4} = \eta_{\text{ВВ}} \cdot \eta_t \quad (6)$$

Переважно на ТЕС використовуються такі параметри пари: $P_1 = 17$ МПа; $t_1 = 550^\circ\text{C}$, $P_2 = 0.004$ МПа. Для цих параметрів η_t (Ренкіна) = 0.46; $\eta_{\text{ВВ}} = 0.85$, тому

$$\eta_{\text{е}} = 0.85 \times 0.46 \approx 0.39 \quad (7)$$

Отже, у **найоптимістичнішому випадку** (коли знехтувати іншими втратами) майже 61% тепла, що генерується у топці КА **викидається в оточення і створює теплове забруднення довкілля**.

Це означає, що конденсаційні електростанції (КЕС) є дуже **марнотратними і проблема підвищення їх ефективності актуальна до тих пір, поки основним джерелом електроенергії буде перетворення теплової енергії в електричну паровими турбінами**.

3 Підвищення термічного ККД ПТУ шляхом проміжного перегріву пари

Підвищити ККД ПТУ можна зниженням тиску і температури конденсації пари, але такий шлях обмежений природними умовами (температурою охолодної води в КТ). Підвищення температури первинного перегріву пари T_1 , див. рис. 1, обмежується жаростійкістю матеріалів ПП ($T_1 \leq 600 - 650^\circ\text{C}$). Проте це обмеження частково можна обійти використовуючи процедуру **проміжного перегріву пари (ППП)**,

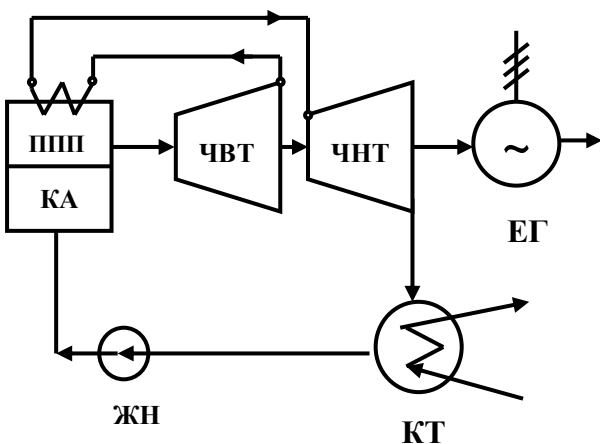


Рис. 3. Теплова схема ПТУ з проміжним перегрівом пари. Схема якого показана на рис. 3.

У ПТУ з ППП пара після ЧВТ турбіни, див. рис. 3 та 4, подається у ППП і розширюється у ЧНТ, процес 4-2 на рис. 4. Важливо, що при використанні процесу ППП вологість пари X_2 на виході з ЧНТ (точка 2

діаграми 4) менша ніж X'_2 (точка 2') без ППП, а це значно зменшує ерозійний знос лопаток ЧНТ турбіни.

Термодинамічна діаграма циклу з ППП зображена на рис. 4. Параметри теплоносія у точках діаграми 4 такі: **1** - $\{P_1, T_1, h_1\}$; **2** - $\{P_2, T_2, h_2\}$; **3** - $\{P_3, T_3, h_3\}$; **4** - $\{P_3, T_4, h_4\}$; **5** - $\{P_1, T_5, h_5\}$; **6** - $\{P_1, T_6, h_6\}$; **7** - $\{P_1, T_6, h_7\}$. Загальна робота, що її виконує енергоносіє у циклі з ППП

$$l_{\text{ц}} = q_1 - q_2 = (h_1 - h_3) + (h_4 - h_2) > h_1 - h_2. \quad (8)$$

Відповідно, загальна кількість тепла, що отримує q_1 і віддає q_2 енергоносіє за цикл, див. рис. 5,

$$q_1 = q_1' + q_1'' + q_1''' + q_1'''' = (h_1 - h_5) + (h_4 - h_3), \quad q_2 = h_2 - h_5, \quad (9)$$

тому термічний ККД циклу має вид

$$\eta_t = \eta_t^{\text{бпп}} \cdot \left(1 + \frac{l_{\text{пп}}}{l_{\text{бпп}}}\right) \cdot \left(1 + \frac{q_1''''}{q_1' + q_1'' + q_1'''}\right)^{-1}, \quad \eta_t^{\text{бпп}} = \frac{h_1 - h_2'}{h_1 - h_5}; \quad (10)$$

$$l_{\text{пп}} = h_4 - h_3 - (h_2 - h_2'); \quad l_{\text{бпп}} = h_1 - h_2'. \quad (11)$$

У виразах (10) та (11) $l_{\text{пп}}$ та $l_{\text{бпп}}$ – роботи, що виконуються теплотою пари, яка тримана у процесі проміжного перегріву та теплотою, що її отримала пара в основному циклі без проміжного перегріву, див. рис. 4.

З виразу (10) випливає, що

$$\eta_t > \eta_t^{\text{бпп}}, \quad \text{якщо} \quad \frac{l_{\text{пп}}}{l_{\text{бпп}}} > \frac{q_1''''}{q_1' + q_1'' + q_1'''} \quad (12)$$

тобто проміжний перегрів пари ефективний тоді, коли відносна робота вторинно перегрітої пари більша від відносних затрат тепла на перегрів у КА.

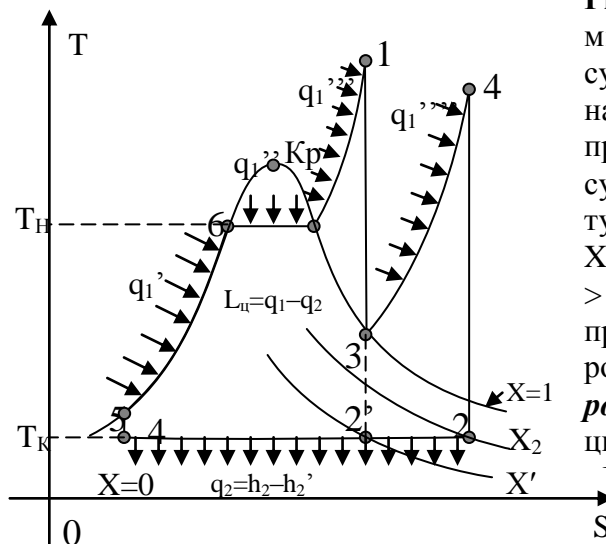


Рис. 4. Цикл ПТУ з проміжним перегрівом пари. X - сухість пари. *Зверніть увагу* на те, що у циклі з проміжним перегрівом пари сухість пари на вихлопі з турбіни зростає, тобто $X_2' < X_2$. Крім того, площа $S_{25671342} > S_{2'56712'}$, тобто у циклі з проміжним пароперегрівом робоче тіло виконує **більшу роботу** ніж у звичайному циклі Ренкіна, відповідно

У сучасних ПТУ проміжний перегрів пари застосовується після частини високого тиску (ЧВТ) турбіни і **лише один раз**, оскільки двократний перегрів суттєво збільшує капітальні затрати на ПТУ. Проміжний перегрів переважно реалізують у теплообміннику, що розміщується у газоходах котла.

4 Підвищення ККД ТЕУ підігрівом (регенеративним) живильної води

Термічний ККД циклу Ренкіна можна збільшити, наближуючи температуру живильної води T_4 на вході у КА до температури кипіння T_5 , див, рис. 1. Цього можна досягнути *відбираючи частину пари m_r посеред процесу розширення у турбіні і подаючи її у підігрівник (регенеративний) змішування (РПЗ), або у регенеративний поверхневий підігрівник (РПП)* див. рис. 5. У РПЗ пара змішується з конденсатом m_k , внаслідок чого загальна температура суміші $m = m_r + m_k$, яка подається до КА, зростає. Цикл з регенеративним підігрівом парою з відбору має більший термічний ККД ніж стандартний Ренкіна. Проаналізуємо його залежність від параметрів процесу. Параметри теплоносія у характерних точках циклу, див. рис. 5, такі:

1 - $\{P_1, T_1, h_1\}$; **r** - $\{P_r, T_r, h_r\}$; **2** - $\{P_2, T_2, h_2\}$; **3** - $\{P_2, T_2, h_3\}$; **4** - $\{P_r, T_4, h_4\}$; **5** - $\{P_1, T_5, h_5\}$; **6** - $\{P_1, T_5, h_6\}$. Тут мається на увазі, що процес **4** - **5** відповідає стисненню конденсату від P_r до P_1 – тиску у економайзері КА.

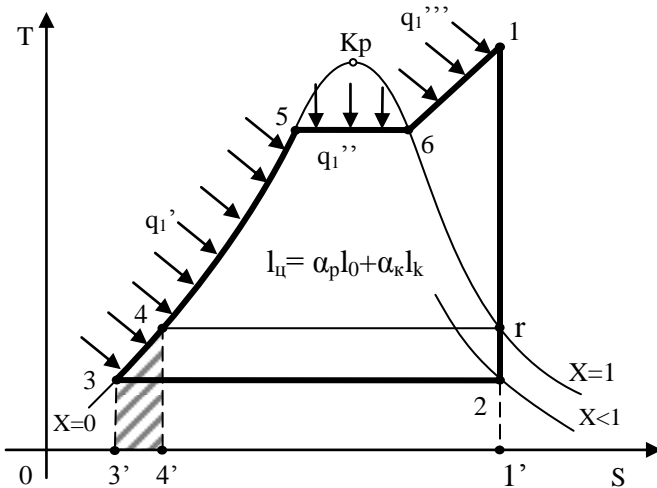


Рис. 5. Цикл ПТУ з регенеративним відбором пари. X- сухість пари.

У регенеративному циклі (РЦ) частина пари m_r виконує цикл **1r4561**, див. рис. 5, а друга частина m_k - **123561**. Конденсат коштом відібраної пари отримує тепло, що визначається заштрихованою площею **344'3'**. Завдяки цьому теплу у КА для нагріву маси m (за кошт палива) потрібно менше тепла (рівного площі **11'4'4561**).

Зауважимо, якщо б тепло m_r не поверталось б у цикл, то *його частина* у конденсаторі була б втраченою. Саме через те, що тепло пари m_r *повністю використовується*

зростає загальний ККД ПТУ.

Можна показати, що термічний ККД ПТУ з регенеративним циклом

$$\eta_t^r = \frac{l_u}{q_1} = \frac{\alpha_r \cdot (h_1 - h_r) + \alpha_k \cdot (h_1 - h_2)}{\alpha_r \cdot (h_1 - h_r) + \alpha_k \cdot (h_1 - h_3)} = \eta_t^{\text{бр}} \cdot \frac{1 + A_r}{1 + \eta_t^{\text{бр}} \cdot A_r}, \quad (13)$$

$$\eta_t^{\text{бр}} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_3}. \quad A_r = \frac{\alpha_r \cdot (h_1 - h_r)}{\alpha_k \cdot (h_1 - h_2)} \quad (14)$$

$\eta_t^{\text{бр}}$ - ККД циклу без регенерації.

A_r - *енергетичний коефіцієнт, рівний відношенню роботи, яка виконана відібраною парою, до роботи, виконаної парою, що пройшла через конденсатор.*

З формули (13) випливає, що ККД циклу з регенерацією завжди більший від звичайного циклу Ренкіна оскільки чисельник (13) більший від знаменника. Крім цього бачимо, що η_t^r тим більший, чим більша величина A_r . З виразу (14) випливає, що величина енергетичного коефіцієнту залежить від величини відбору пари та параметрів пари у відборі.

Зауважимо, що при певних значеннях параметрів відбору η_t^r досягає максимальної величини на 8 -12% більшої від $\eta_t^{бр}$.

Регенеративний підігрів живильної води на сьогодні застосовують на всіх ПТУ електростанцій. *Потоки пари, що відводяться з турбіни у регенеративні підігрівники (РП), виконують роботу без втрат у КТ.* При цьому, для заданої електричної потужності ПТУ N_e , витрата пари через КТ зменшується, а ККД ПТУ зростає. У реальних ПТУ через РП проходить не весь потік пари, а лише його частина. При такій схемі витрата пари через турбіну від відбору до відбору зменшується. Внаслідок цього висота лопаток у ЧВТ турбіни зростає, а у ЧНТ зменшується, що також збільшує відносний внутрішній ККД турбіни.

Залежність між ККД циклу з кількома регенеративними відборами та внутрішнім ККД відповідного циклу Ренкіна (з пароперегрівом) η_i може бути представлена як,

$$\eta_t^r = \frac{\alpha_k \cdot (h_1 - h_2) + \sum_j \alpha_j^r \cdot (h_1 - h_j^r)}{\alpha_k \cdot (h_1 - h_4) + \sum_j \alpha_j^r \cdot (h_1 - h_j^r)} = \eta_t \cdot \frac{1 + A_r}{1 + \eta_t \cdot A_r}. \quad (15)$$

$$\eta_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_4}, \quad A_p = \frac{\sum_j \alpha_j^r \cdot (h_1 - h_j^r)}{\alpha_k \cdot (h_1 - h_2)}. \quad (15a)$$

У виразі (15) сумування по j відбувається по всіх регенеративних відборах; α_k , α_j^r - частка пари, що поступає у конденсатор та така, що відбирається у j –му відборі; h_j^r - ентальпія пари у j – му відборі, A_r – відношення роботи всіх потоків пари, що відводяться з турбіни, до роботи потоку, що проходить через конденсатор.

РП можуть бути різних конструкцій. Переважно використовують регенеративні підігрівники змішування (РПЗ) та регенеративні підігрівники поверхневі (РПП). У РПЗ підігрів забезпечується барботажем пари у живильній воді і вона може нагріватися практично *до температури насичення гріючої пари відбору.* У РПП температура нагріву завжди на 3 – 5°С нижча від температури насичення гріючої пари. Щоб її підвищити, використовують охолоджувачі перегрітої пари, у яких живильна вода додатково нагрівається перегрітою парою. Але, навіть, у такому випадку температура нагрітої води нижча від температури насичення гріючої пари (недогрів пари). Робота відібраної пари тим більша, чим менший недогрів, тому найефективнішими є РПЗ.

Якщо у ПТУ є відбори пари на промислові потреби чи теплофікацію, то залежність між ККД ТЕЦ з регенеративними відборами та без них така

$$\eta_i^{\text{тец}} = \eta_i \cdot \frac{1 + A_r + A_{\text{ст}}}{1 + \eta_t \cdot (A_r + A_{\text{ст}})}, \quad A_{\text{ст}} = \frac{\sum_j \alpha_j^r \cdot (h_1 - h_j^{\text{ст}})}{\alpha_k \cdot (h_1 - h_2')}, \quad (16)$$

$A_{\text{ст}}$ – сума відношень робіт потоків пари, що відводяться споживачам тепла до роботи конденсаційного потоку.

Отже, для ТЕЦ регенераційні відбори теж підвищують ККД, але це підвищення менше ніж у випадку КЕС.

Якщо у ПТУ використовують промперегрів пари, то у цьому випадку теплова економічність ПТУ залежить від розміщення РП **першого відбору** щодо місця подачі пари на промперегрів (по ходу пари). Нагрів води у цьому РП (він залежить від розміщення наступних відборів) значно вищий від усіх інших і визначається параметрами перегріву пари та проміжного перегріву.

Встановлено, що для схем з промперегрівом пари, як і без нього, існує температура живильної води, при якій внутрішній ККД ПТУ η_i досягає максимального значення. Причому ця температура практично не залежить від числа РП, а визначається місцем розміщення першого відбору пари, див. рис. 6.

Зі збільшенням числа відборів пари їх ефективність зменшується, а капіталовкладення зростають. Тому **економічно доцільними є 7 – 9 відборів пари у яких використовують як РПЗ, так і РПП.**

5 Висновки

Підвищення ефективності ПТУ, можуть бути реалізовані за такими схемами:

1. Застосування проміжного перегріву пари між ступенями турбіни. Цей метод також підвищує сухість пари і таким чином надійність роботи ПТУ.

2. Регенеративними відборами пари з турбіни для підвищення температури живильної води перед КА та комбінацією варіантів 1 та 2, що і використовується у сучасних теплоенергетичних установках.

3. Існують більш екзотичні шляхи підвищення ефективності ТЕУ через використання послідовних циклів, у яких конденсатор I циклу є нагрівником II. Можна показати, що для бінарного циклу (1) + (2)

$$\eta_t = \eta_t^{(1)} + \eta_t^{(2)} \cdot (1 - \eta_t^{(1)}).$$

4. Переважно використовують РПЗ та поверхневі підігрівники (РПП). У РПЗ підігрів забезпечується барботажем пари у живильній воді і вона може

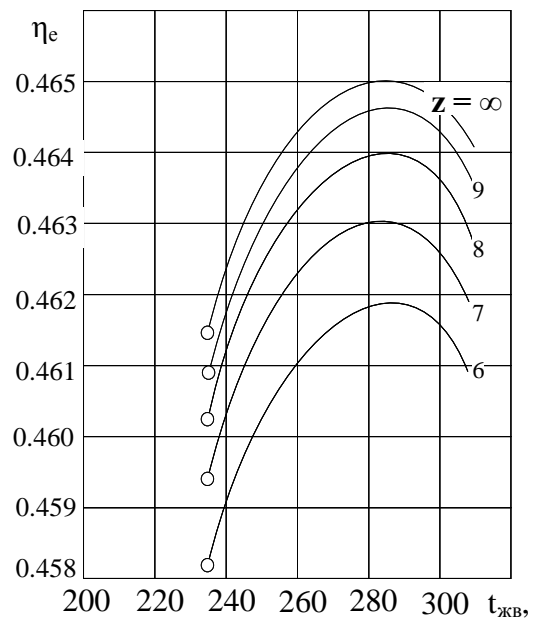


Рис. 6. Залежність електричного ККД ПТУ η_e від температури живильної води $t_{жв}$ для різної кількості РП $z' = 6...9$, ($P_0 = 23.5$ МПа, $P_{\text{шт}} = 2.94$ МПа).

нагріватися практично до температури насичення гріючої пари відбору. Робота потоку відібраної пари тим більша, чим менший недогрів, тому найефективнішими є РПЗ.

5. Для ПТУ з промперегрівом пари теплова економічність залежить від розміщення РП *першого відбору* стосовно місця подачі пари на промперегрів (по ходу пари). Нагрів води у цьому РП (він залежить від розміщення наступних відборів) значно вищий від усіх інших і визначається параметрами перегріву пари та параметрами проміжного перегріву.

6 Завдання для самостійної роботи

1. Поясніть, чому в теплоенергетиці не використовують цикл Карно, адже він має максимальний ККД?

2. Намалюйте T–S діаграму циклу Ренкіна і поясніть процеси, що відбуваються у циклі. Яка різниця між реальним та ідеальним циклами?

3. Запишіть вираз для термічного ККД циклу і поясніть у чому різниця між внутрішнім та термічним ККД? Виведіть зв'язок між термічним, внутрішнім та внутрішнім відносним ККД ПТУ.

4. Що необхідно знати для розрахунку внутрішнього ККД? Чи ця величина постійна для ПТУ яка працює за заданим циклом, але з частковими навантаженнями?

5. У чому привабливість способу підвищення ККД ПТУ шляхом проміжного перегріву? Чи не можна, скажімо, підвищити таким чином внутрішній ККД турбіни до 0.95? Доведіть це використовуючи еквівалентний цикл Карно.

6. Поясніть фізичний механізм підвищення ККД шляхом проміжного перегріву пари? Яка кількість перегрівів пари використовується практично?

7. У чому полягає фізична суть можливості підвищення ККД ПТУ використанням регенеративних відборів пари? Адже ж ми вилучаємо частину високо потенційної пари з циклу і не даємо виконати їй максимальну роботу?

8. Нарисуйте і поясніть схему циклу з регенеративними відборами. Яка кількість відборів використовується на практиці і чому вона обмежена?

9. Чи підвищиться ККД, якщо скомбінувати режими проміжного перегріву та регенеративного відбору? З чим зв'язані принципові обмеження на підвищення ККД? Намалюйте теплову схему такої ПТУ.

10. Які ще відомі вам способи підвищення ККД теплових машин? На чому вони повинні ґрунтуватися? Який параметр стану відповідає за обмеження допустимої величини ККД?

Література

1. Топольницький М. В. Атомні електричні станції. Львів : видавництво "Бескид Біт", 2005. 523 с.

2. Стерман Л. С., Лавыгин В. М., Гришин С. Г. Тепловые и атомные электрические станции. Москва : Изд. МЭИ. 2000. 408 с.

3. Шелепов І. Г. Теплоенергетичні установки електростанцій, структура, устаткування та методи розрахунку теплових схем : навчальний посібник. Київ, 1993. 260 с.

Тема 2. Електричні станції та їх основні типи; графіки навантаження електростанцій та систем

1 Основні типи електростанцій

Технологічні системи, що призначені для виробітку електричної енергії шляхом перетворення хімічної енергії палива в теплову, а пізніше в електричну, називають *тепловими електричними станціями (ТЕС)*. Схема перетворення енергії на ТЕС показана на рис. 1.

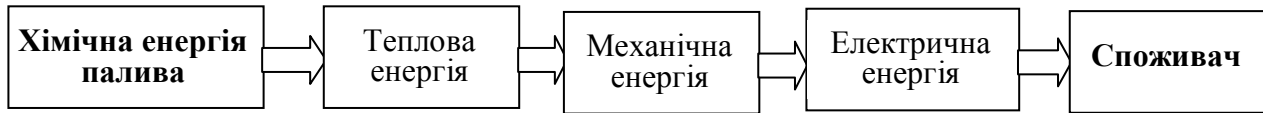


Рис. 1. Ланцюг перетворення енергії на ТЕС.

Електростанції, призначені *лише для виробництва електроенергії* оснащуються турбінами з *високим вакуумом* на виході, який забезпечується конденсацією робочого тіла (пари) в конденсаторі турбін (КТ), називають *конденсаційними електростанціями (КЕС)*, див. рис. 2.

Залишкова теплота (біля 54% від енергії згоряння палива) розсіюється в оточенні системою охолодження, що супроводжується ростом його ентропії.

Відношення частини теплової енергії, яку перетворили у електричну, E_e , до загальної кількості тепла Q , що брала участь у перетворенні, називається *електричним коефіцієнтом корисної дії (ККД бруто) станції*

$$\eta_e = \frac{E_e}{Q} < 1. \quad (1)$$

Фактично ККД бруто показує яка частка хімічної енергії палива перетворюється в електричну, переважно $\eta_e < 0.4$.

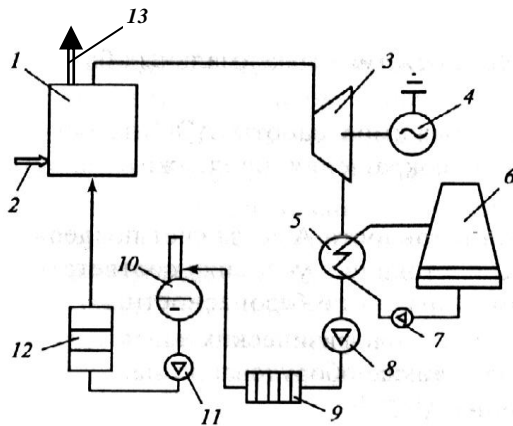


Рис. 2. Принципова схема КЕС.

1- паровий котел; 2 - система подачі палива та повітря; 3 - парова турбіна; 4 - електрогенератор; 5 - конденсатор; 6 - градирня; 7 - циркуляційний насос ОСО; 8 - конденсатний насос; 9 - регенеративні підігрівачі низького тиску; 10 - деаератор; 11 - живильний насос; 12 - регенеративні підігрівачі високого тиску; 13 - система видалення димових газів.

Важливою умовою ефективної роботи КЕС (високого ККД) є *нормативний вакуум в КТ*. Часто внаслідок забруднення трубної системи (ТС) КТ знижується віддача тепла конденсації охолодній воді і тоді ККД КЕС знижується що супроводжується надлишковим тепловим забрудненням довкілля.

Зауважимо, що зниження ККД для блока ТЕС потужністю 300МВт на 1% призводить до втрат палива, наприклад, природного газу, величиною 3%, що відповідає 7.3 млн. м³ газу за рік.

Сучасні ТЕС використовуються також для виробництва тепла.

Електростанції, призначені для *спільного виробництва тепла і електроенергії (когенерація)*, оснащуються турбінами з проміжними відборами пари, енергія якої використовується для теплопостачання житла та підприємств.

ТЕС, що одночасно виробляють тепло і електроенергію, називають *тепло – електроцентралями (ТЕЦ)*. Їх принципові схеми показані на рис. 3.

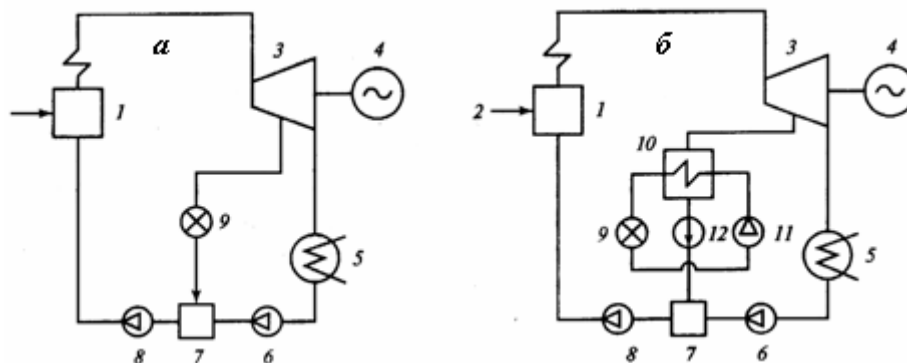


Рис. 3. Принципові схеми ТЕЦ.

а- промислова ТЕЦ; *б*- опалювальна ТЕЦ. Позначено: *б*- конденсатний насос; *7*- збірний бак конденсату; *8*- живильний насос парового котла; *9*- споживач тепла; *10*- підігрівач мережевої води; *11*- мережевий насос; *12*- конденсатний насос мережевого підігрівача; інші позначення такі, як на рис. 1.

Теплота спалювання палива на ТЕЦ використовується ефективніше ніж на ТЕС, справді,

$$\eta_Q = \frac{E_e + Q_T}{Q} = \eta_e + \eta_T, \quad \eta_T = \frac{Q_T}{Q}, \quad (2)$$

η_T - тепловий ККД, він показує, *яка частина тепла Q, що поступає на ТЕЦ, перетворюється у корисне тепло, яке подають споживачам.* Загальний коефіцієнт використання тепла η_Q на сучасних ТЕЦ може сягати 87% (порівняйте з 0.36-0.39 для ТЕС). Проте ТЕЦ можна будувати лише там де є велика потреба в теплопостачанні.

На деяких ТЕЦ для потреб користувачів (цукрові, нафтопереробні заводи, хімічні підприємства та ін.) використовують турбіни з залишковим тиском на виході пари. Такі турбіни називаються *турбінами з протитиском.*

За останнє десятиліття стали поширюватися ТЕС з *комбінованим парогазовим циклом.* На таких ТЕС використовують газотурбінну установку (ГТУ) 4 вихлопні гази якої, що мають високу (550÷700)°С температуру, подаються в котел-утилізатор 7 для генерації пари, яка в подальшому працює у паровій турбіні 6. Така парогазова установка (ПГУ) маючи високу початкову температуру у камері згоряння та кінцеву (225÷250) °С на вихлопі газів може досягати $\eta_e > 50\%$, що є значно вищим ніж у звичайних ТЕС. Схема ПГУ показана на рис. 4.

Зауважимо, що в країнах ЄС практично всі ТЕС споряджені ГТУ, що дозволило збільшити виробництво електроенергії без великих капіталовкладень і т.ч. знизити її ціну. Можна показати, що ККД ПГУ $\eta_{пгу}$ дається виразом

$$\eta_{пгу} = \eta_{ГТУ} + \eta_{ПГУ} \cdot (1 - \eta_{ГТУ}), \quad (3)$$

$\eta_{ГТУ}$, $\eta_{ПГУ}$ – ККД ГТУ та ПГУ.

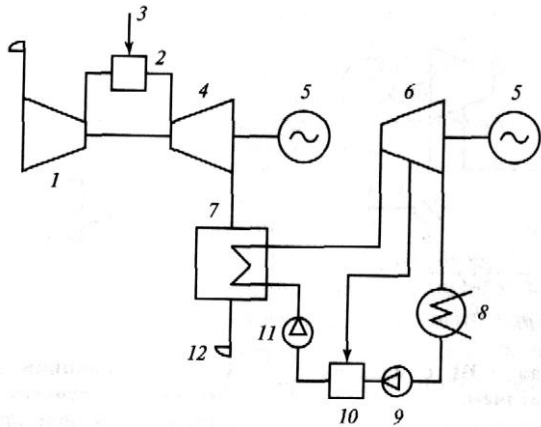


Рис. 4. Схема парогазової ТЕС.

1- компресор; 2- камера згоряння ГТУ; 3- подача палива; 4- газова турбіна; 5- електрогенератори; 6- парова турбіна; 7- котел-утилізатор; 8- конденсатор парової турбіни; 9- конденсатний насос; 10- регенеративний підігрівач в паровому циклі; 11- живильний насос парового котла; 12- димова труба.

При $\eta_{ГТУ} = 0.45$, $\eta_{ПГУ} = 0.35$, отримуємо $\eta_{ПГУ} = 0.45 + 0.35(1 - 0.45) = 0.64$. Тобто ПГУ використовує початкову енергію палива на 15% ефективніше ніж ГТУ і на 30% від ТЕС, що дозволяє знизити ціну та підвищити конкурентоздатність підприємств, що споживають таку електроенергію.

Крім ТЕС, джерелом тепла на яких є хімічна енергія палива, що вивільняється в процесі горіння, в Україні $\approx 49\%$ електроенергії виробляється на атомних електростанціях (АЕС), де джерелом тепла є енергія розпаду ядер ізотопу $^{235}\text{U}_{92}$. **Зауважимо**, що теплотворна здатність ядерного палива, збагаченого за $^{235}\text{U}_{92}$ до 4%, у 120 тис. раз більша за органічне паливо.

В Україні використовують двоконтурні АЕС з ядерними **некиплячими реакторами** типу ВВЕР 1000. Принципова схема АЕС показана на рис. 5.

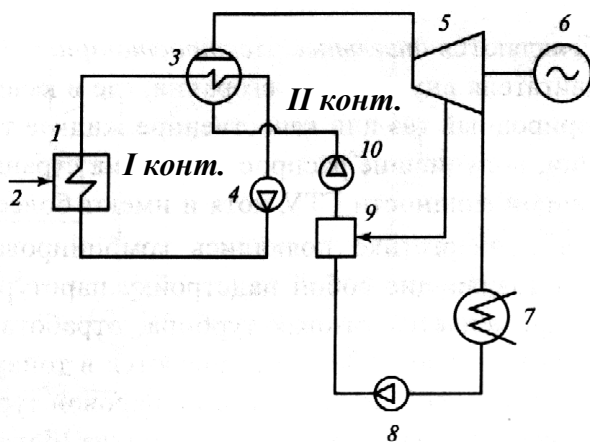


Рис. 5. Принципова схема двоконтурної АЕС.

1- ядерний реактор; 2- паливо (природний уран збагачений $^{238}\text{U}_{92}$ до 4% $^{235}\text{U}_{92}$); 3- парогенератор (ПГ); 4- головний циркуляційний насос (ГЦН) I контура; 5- парова турбіна; 6- електрогенератор; 7- конденсатор ПТ; 8- конденсатний насос; 9- регенеративний підігрівач; 10- живильний насос ПГ у II контурі.

Через високі вимоги щодо надійності всіх елементів АЕС існують обмеження за температурою і тиском теплоносія у I та II контурах (в реакторах типу ВВЕР 1000 тиск в I контурі 16 МПа, **проте температура води менша від температури кипіння, що відповідає цьому тиску**). Теплота води I контуру в парогенераторі передається воді II контуру, яка перетворюється в суху насичену пару з параметрами $P_0 = 6$ МПа, $t_0 = 276$ °С. Отримана пара подається на спеціальну конденсаційну турбіну, що працює зі зниженим тиском (на потужних ТЕС використовують турбіни з $P_0 > 17$ МПа).

2 Основні типи парових турбін та їх маркування

Маркування турбіни складається з букв та чисел. За способом використання **спрацьованої пари** парові турбіни діляться на:

1. Конденсаційні, маркують буквою **К**.

2. Турбіни з протитиском, маркують буквою **Р**.

3. Турбіни конденсаційні з регульованими виробничими відборами пари (тиск у відборах $0.39 \div 1.4$ МПа), маркують буквою **П**.

4. Турбіни конденсаційні з регульованими опалювальними відборами (тиск у відборах $0.069 \div 0.24$ МПа), маркують буквою **Т**.

5. Турбіни з протитиском та з регульованими виробничими відборами пари, маркують буквами **ПР**.

6. Турбіни конденсаційні з регульованими виробничими та опалювальними відборами, маркують буквами **ПТ**.

Наприклад, марка турбіни Р 100-130/15 читається так: турбіна з протитиском 15 бар, електричної потужності 100 МВт та з тиском пари на вході в турбіну 130 бар (13 МПа).

Під **номінальною потужністю** для турбін типу **К** і **Р** розуміють: максимальну потужність, яку турбіна може *тривалий час* розвивати при номінальних значеннях всіх інших параметрів, що передбачені технічними вимогами (паспортом) до турбіни.

Таблиця 1
Споживання електроенергії.

Країна	Заг. енергоспоживання у нафтовому еквіваленті, тн.	Енергоспоживання на душу населення, тн. нафт. екв.	Валовий націон. продукт, \$, на кг спожитої нафти	Викиди CO ₂ , на душу населення, тн.
Україна	165·10⁶	3.18	0.4	11.7
Франція	234·10 ⁶	4.04	4.4	6.3
Японія	481·10 ⁶	3.86	6.2	8.8

3 Графіки електричного навантаження електростанцій

На даний час окрім *гідроаккумуляційних електростанцій (ГАЕС)* не існує потужних акумуляторів електроенергії. Тому електростанції працюють у режимі *негайного споживання* виробленої енергії. У регіональній енергетичній системі енергетичні потреби забезпечуються паралельною роботою кількох ТЕС, АЕС чи ТЕЦ. Споживання електроенергії (навантаження у розподільній сітці) складається з *виробничого, транспортного* (електротяга поїздів, міський транспорт) та *витрат на освітлення і побутові потреби*. Навантаження *нерівномірно* розподілене протягом доби, тижня та року.

Залежність навантаження від часу відображається *графіками електричного навантаження*. Типові графіки добового навантаження показані на рис. 6– 8.

Вони мають характерні максимуми та мінімуми. Максимуми навантаження припадають на період з 8 до 18 години. Біля 12 - 13 годин існує невеликий мінімум, див. рис. 6 та 7, що зв'язаний з перервою на обід. Мінімум навантаження триває з 23 до 7-ми годин, тобто у нічний час. *Усунення провалів потужності* вночі та у вихідні дні є однією з проблем раціонального використання генеруючих потужностей.

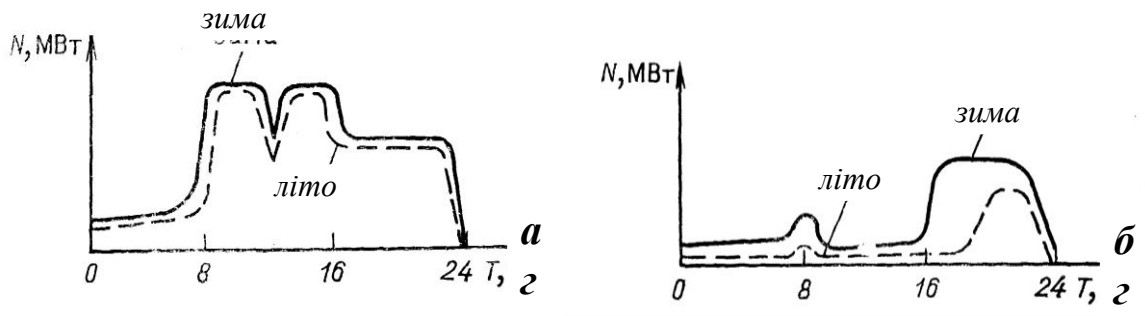


Рис. 6. Добові коливання електричного навантаження промислових підприємств (а), електричного освітлювально-побутового навантаження (б). Зверніть увагу на провал промислового навантаження в околі 13 -14 год., який відповідає обідній перерві. Графіки освітлювального та побутового навантажень (крива б) для зими та літа суттєво різні. Характерний зимовий ріст побутового навантаження з 16-ї години.

Кількісно нерівномірність, див. рис. 7, використання електроенергії описується **коефіцієнтом використання максимуму**. Ця величина рівна **відношенню загальної кількості, виробленої станцією чи енергетичною системою енергії, за проміжок часу τ до максимально можливого її виробітку**

$$\mu_{\max} = \frac{E(\tau)}{N_{e_{\max}} \cdot \tau}, \quad (4)$$

$E(\tau)$ – загальна кількість електроенергії, що вироблена за час τ у кВт·год; $N_{e_{\max}}$ – максимальна потужність навантаження, що досягнена впродовж часу τ , кВт.

Чим більше μ_{\max} , тим повніше (рівномірніше) використовується обладнання станції (системи), тим вища її економічна ефективність.

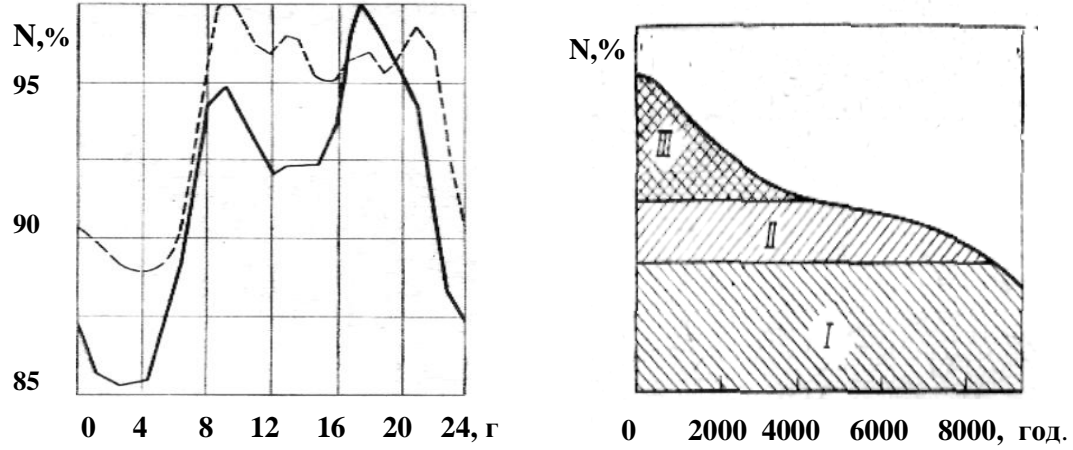


Рис. 7. Добовий графік електричного навантаження енергетичної системи України: — зима; - - - літо.

Рис. 8. Річні графіки тривалості електричних навантажень. I – базове навантаження; II – проміжне навантаження; III – пікове навантаження.

Рациональне регулювання виробленої потужності у енергетичній системі досягається використанням трьох типів електростанцій див. рис. 8:

базових, таких, що працюють максимальний час на номінальній потужності (не менше 5000 год. на рік) і забезпечують регіон сталою кількістю енергії; такі

станції повинні мати максимальний ККД такими є блоки високих параметрів та одиничних потужностей: 500, 800 та 1500 МВт, а також АЕС;

- **пікових**, таких, що працюють впродовж коротких проміжків часу (менше 1500 год. на рік) і використовуються для покриття максимумів споживання електроенергії; такими можуть бути станції, або блоки, що працюють на газі, чи рідкому паливі; часто для цього використовують ГЕС, спеціальні станції, наприклад ГАЕС, чи парогазові установки, або станції аварійного резерву;

- **напівпікові станції**, їх завдання покривати триваліші максимуми навантаження, зокрема такі, що виникають у кінці кварталу чи року; у ролі таких станцій використовують не найновіші ТЕС та ГЕС у повноводдя. Середній час роботи напівпікових станцій у межах 3000 – 4000 годин на рік.

Однією з основних характеристик електростанції є її **встановлена потужність**. Ця величина рівна **сумі номінальних потужностей агрегатів, якими споряджена станція**.

Номінальна потужність – така, з якою турбогенератор може працювати тривалий час у режимах та за умов, що вказані у його паспорті.

Інтенсивність роботи станції характеризують **коефіцієнтом використання встановленої потужності $\mu_{вст}$** .

Ця величина рівна **відношенню кількості енергії, що вироблена за рік, до тієї кількості, що була б виробленою за цей же період, якщо б станція постійно працювала з встановленою потужністю**

$$\mu_{вст} = \frac{E_{рік}}{N_{e_{вст}} \cdot \tau_0}, \quad \tau_0 = 8760 \text{ год.} \quad (5)$$

Роботу станції також характеризують **числом годин використання встановленої потужності**

$$\tau_{вст} = \frac{E_{рік}}{N_{e_{вст}}}. \quad (6)$$

Між виразами (4) та (6) існує зв'язок. Число годин використання встановленої потужності залежить від режиму роботи станції. Якщо станція базова, $\tau_{вст} = 5000-7000$ годин, а якщо пікова, то 1000 –1500 годин, див. рис. 8.

Графіки навантаження будують для планування відпуску тепла споживачам

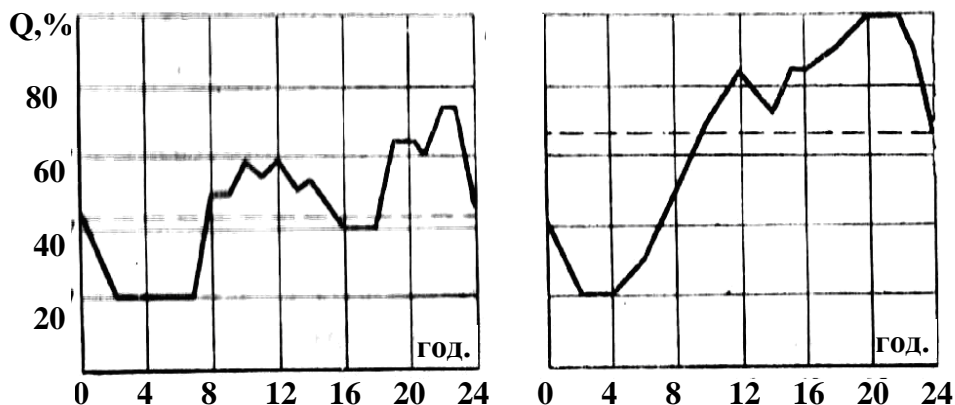


Рис. 9. Добові графіки витрати тепла на побутові потреби міського району. Лівий графік – робочі дні, правий – по суботах; штрихова - середньодобова витрата тепла.

теплоцентралями (ТЦ). Наприклад, на рис. 9 показано добові витрати тепла в робочі та вихідні дні районної ТЦ,

При побудові річного графіка тривалості загального теплового навантаження приймають, що *навантаження гарячого водопостачання складає влітку 0.2 від максимального, а взимку 0.25*. Тривалість опалювального сезону для України *3000÷4000 год*.

Графіки електричного навантаження потрібні при плануванні часової динаміки електричного навантаження системи, для розробки зонних тарифів оплати електроенергії та заходів щодо вирівнювання графіку добового навантаження, розподілі навантаження між станціями чи блоками, для розрахунків складу робочого та резервного обладнання. Зокрема, в Україні прийнято: *ремонтний резерв 5, аварійний -7, господарський - 1%*.

4 Завдання для самостійної роботи

1. Уважно гляньте на структуру (Лекція 1) паливо–енергетичного комплексу України. На якому етапі перетворення енергії є найбільші втрати. Поясніть, використовуючи закони термодинаміки, вашу думку.

2. Виведіть формулу (3) для ККД ПГУ. Покажіть, що ККД ПГУ вищий ніж окремо ГТУ чи ПТУ.

3. Яка різниця і що спільного в ТЕС та АЕС? Чому АЕС переважно роблять двоконтурними? ТЕС потужністю 4x800 МВт працює на вугіллі. Приймавши, що теплотворна здатність вугілля $Q = 27$ МДж/кг, розрахуйте денну потребу у вугіллі для ТЕС. Знайдіть цю ж потребу у ядерному паливі для АЕС такої ж потужності.

4. Які типи класифікацій електростанцій вам відомі. Перерахуйте їх і поясніть, що є основою кожної класифікації. Яка різниця між КЕС та ТЕС, ТЕЦ? Що таке «когенерація»? Які з електростанцій, показаних на рис. 2, 3 та 4 можна називати когенераційними? Поясніть структуру ККД когенераційної станції.

5. Поясніть зміст поняття «графік електричного навантаження системи». Які види графіків ви знаєте? Які особливості залежності електричного навантаження від часу? Поясніть, як вигляд добових та річних графіків залежить від дисципліни працівників?

6. Що таке коефіцієнт використання максимуму (КВМ)? Як маючи графік навантаження, розрахувати коефіцієнт використання максимуму? Запишіть це у вигляді розрахункової процедури. Встановіть аналітично зв'язок між коефіцієнтами використання максимуму та встановленої потужності станції. Розрахуйте КВМ для рис. 7.

7. Поясніть зміст понять «базова станція», «пікова станція», «напівпікова станція»? Задля чого існують такі станції і які станції використовуються у таких ролях? Якими властивостями повинні володіти ці станції?

8. Уважно вивчіть рис. 9. Використовуючи інформацію з нього, розрахуйте динамічні параметри (швидкість виходу на номінальну потужність) устаткування, яке необхідне для ТЦ, що обслуговує цей міський район.

9. ТЕС потужністю 4x800 МВт працює на вугіллі. Приймавши, що теплотворна здатність вугілля $Q = 27$ МДж/кг, розрахуйте денну потребу у вугіллі

для ТЕС. Знайдіть цю ж потребу у ядерному паливі для АЕС такої ж потужності при умові, що теплотворна здатність ядерного палива у 120 тис. раз більша ніж вугілля. Інші параметри, що необхідні для розрахунку, знайдіть у довідниках.

10. Уважно вивчіть рис. 9. На підставі даних, які можна вишукати на цьому рисунку, вкажіть відсоток необхідного теплового резерву ТЦ.

11. Ви директор електростанції. Ваша проблема в тому, що для власних потреб купуєте електроенергію 0.4 кВ по 1.5 грн./кВт·год., а продаєте електросистемі 20 кВ по 0.45 грн./кВт·год. Це дуже не вигідно, що робити? Мотивуйте прийняте рішення.

12. Поясніть, що вигідніше для енергосистеми, мати генеруючі потужності з надлишком, чи з нестачею? Обґрунтуйте відповідь.

13. Для покриття пікових потреб електроенергії часто використовують як резервні застарілі енергоблоки. В чому перевага та недоліки таких рішень? Чи впливає на прийняття рішення щодо вибору пікових потужностей ціна палива?

14. Поясніть чим керуються при прийнятті рішень щодо часу та кількості енергоблоків, які потрібно вивести на ППР? Чи потрібний для цього рис. 1.9, для чого?

5 Висновки

На підставі аналізу відповідей на завдання практичної роботи сформулюйте висновки до неї. Зокрема, зверніть увагу на ланцюг перетворення енергії на ТЕС та АЕС. Вкажіть на спільні риси та особливості турбін типів К, Р, Т, П, ПТ та ПР. Вкажіть типи станцій де такі турбіни використовують.

Література

1. Топольницький М. В. Атомні електричні станції. –Львів : видавництво "Бескид Біт", 2005. 523 с.

2. Тепловые электрические станции : навчально-методичний посібник для студентів для спеціальності «Теплоенергетика» денного та заочного відділення / О. Е. Машанова. Запоріжжя : ЗДІА, 2018. 150 с.

3. Клушин Ю. А. Тепловые электростанции. Введение в специальность. Москва : Энергоиздат, 1982. 145 с.

4. Стерман Л. С., Лавыгин В. М., Гришин С. Г. Тепловые и атомные электрические станции. Москва : Изд. МЭИ. 2000. 408 с.

5. Энергетика и охрана окружающей среды./ Под ред. Н. Г. Залогина и др. Москва : Энергия, 1979. 342 с.

6. Системи енергетичні. Терміни та визначення. ДСТУ 3440-96. Київ : Держстандарт України, 1997.

Тема 3. Розрахунок ККД електростанцій. Порівняння витрат звичайного та ядерного палив на блоках однакової потужності

1 Основні енергетичні показники роботи електростанцій

Показником роботи електростанції, який характеризує ефективність перетворення хімічної енергії палива в електричну, є *коефіцієнт корисної дії (ККД) щодо виробленої електроенергії*, який називають *абсолютним електричним коефіцієнтом корисної дії електростанції (АЕККД)*.

Абсолютний електричний коефіцієнт корисної дії рівний *відношенню кількості виробленої електроенергії (на шинах зовнішнього розподільного пристрою) до величини теплоти палива, затраченого для цієї енергії*.

Визначений у такий спосіб ККД електростанції називається *ККД нетто*:

$$\eta_{\text{ел}}^{\text{н}} = \frac{E - E_{\text{вп}}}{Q_{\text{сп}}} = \frac{E \cdot (1 - e_{\text{вп}})}{Q_{\text{сп}}}, \quad (1)$$

E - загальна кількість виробленої електроенергії; $E_{\text{вп}}$ - витрата електроенергії на власні потреби ТЕС; $e_{\text{вп}} = E_{\text{вп}}/E$ - частка електроенергії, витраченої на власні потреби; її величина залежно від параметрів пари і виду палива змінюється в межах (4-6)%; $Q_{\text{сп}}$ - теплота, що виділилася при спалюванні палива.

При аналізі роботи *основного обладнання* електростанції використовують *ККД бруто*, який визначає *енергетичну ефективність паротурбінних установок та парового котла*:

$$\eta_{\text{ел}}^{\text{б}} = \frac{E}{Q_{\text{сп}}}. \quad (2)$$

Для *годинного проміжку* часу *ККД бруто*

$$\eta_{\text{ел}}^{\text{б}} = \frac{3600 \cdot N_e}{Q_{\text{сп}}}, \quad Q_{\text{сп}} - \text{у МДж/год.} \quad (3)$$

ККД бруто і нетто електростанції зв'язані співвідношенням

$$\eta_{\text{ел}}^{\text{н}} = \eta_{\text{ел}}^{\text{б}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{вп}}). \quad (3a)$$

Отже, *основними енергетичними показниками роботи ТЕС* є їх *ККД бруто і нетто*. Перший з них характеризує досконалість турбіни та парового котла, а другий – досконалість ПТУ разом з допоміжним обладнанням.

2 Структура абсолютного ККД електростанції

Коефіцієнт корисної дії КЕС залежить від ККД їх основного обладнання: турбоустановки і парового котла, а також з'єднуючих трубопроводів пари і води. Абсолютний електричний ККД електротурбогенератора

$$\eta_{\text{етг}}^{\text{б}} = \frac{3600 \cdot N_e (\text{кВт})}{Q_{\text{ту}}}, \quad (4)$$

$Q_{\text{ту}}$ - витрата теплоти на турбоустановку, МДж/год. ККД парового котла

$$\eta_{\text{пк}} = \frac{Q_{\text{пк}}}{Q_{\text{сп}}}, \quad (5)$$

$Q_{\text{пк}}$ - теплове навантаження парового котла, МДж/год; $Q_{\text{сп}}$ - теплота, що виділяється при згорянні палива, МДж/год.

ККД транспортування теплоти (трубопроводів) визначається виразом

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{Q_{\text{ту}}}{Q_{\text{пк}}}. \quad (6)$$

Використовуючи останні два співвідношення, маємо для теплоти палива,

$$Q_{\text{сп}} = \frac{Q_{\text{ту}}}{\eta_{\text{пк}} \cdot \eta_{\text{тр}}}. \quad (7)$$

Підставляючи (7) у (4), отримуємо вираз для ККД бруто для електротурбогенератора,

$$\eta_{\text{етг}}^{\text{б}} = \frac{3600 \cdot N_e}{Q_{\text{ту}}} \cdot \eta_{\text{пк}} \cdot \eta_{\text{тр}}, \quad \text{або} \quad \eta_{\text{етг}}^{\text{б}} = \eta_{\text{пк}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{ту}}^{\text{б}}. \quad (8)$$

Рівняння (8) розкриває *структуру ККД електротурбогенератора*. З нього бачимо, що *ККД бруто рівний добутку ККД ПТУ, трубопроводів та котла*.

Найбільший вплив на ККД електростанції має ККД турбоустановки, у якому відображено основну втрату теплоти у циклі виробництва електроенергії - втрату в конденсаторі $Q_{\text{к}}$, яка досягає 47 - 52% від загальної теплоти палива. Ця втрата не може бути усунута, вона за II началом термодинаміки є платою за перетворення хаотичної теплової енергії у впорядковану механічну (ексергічну).

Інші втрати теплоти значно менші: $Q_{\text{пк}}^{\text{втр}} = 6 \div 12\%$, $Q_{\text{тр}} = 1 \div 2\%$.

Отже, ККД електростанції визначається в основному значенням ККД турбоустановки $\eta_{\text{ту}}^{\text{а}}$ і парового котла $\eta_{\text{пк}}$.

Електрична потужність турбоагрегату N_e отримується в результаті ланцюга перетворення енергії пари у відповідних елементах. Ці етапи характеризуються своїми ККД. Якщо врахувати втрати перетворення енергії пари в механічну, механічної передачі енергії від турбоагрегату до електрогенератора та втрати при генерації електроенергії в генераторі, то отримаємо вираз для абсолютного електричного ККД паротурбінної установки

$$\eta_{\text{етг}}^{\text{а}} = \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{вв}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{ег}}, \quad \eta_{\text{т}} = \frac{H_{\text{пт}}}{Q_{\text{пт}}}, \quad (9)$$

$\eta_{\text{т}}$, $\eta_{\text{вв}}$ - термічний ККД циклу ПТУ та внутрішній відносний ККД ПТУ; $\eta_{\text{м}}$ - ККД механічної передачі від ПТУ до електрогенератора; $\eta_{\text{ег}}$ - ККД перетворення механічної енергії в електричну; $H_{\text{пт}}$ - теплоперепад в ПТУ.

Отже, $\eta_{\text{етг}}^{\text{а}}$ визначається досконалістю турбоустановки ($\eta_{\text{т}}$ та $\eta_{\text{вв}}$), ефективністю механічної передачі ($\eta_{\text{м}}$) та ККД електрогенератора ($\eta_{\text{г}}$).

Величину $\eta_{\text{т}}$ можна збільшити, застосовуючи високі початкові параметри пари, вторинний пароперегрів та регенеративний підігрів конденсату.

Термічний ККД $\eta_{\text{т}}$ - абсолютний, він характеризує ефективність перетворення теплоти у роботу в циклі і визначається втратою теплоти в конденсаторі турбіни.

ККД $\eta_{\text{ВВ}}$, $\eta_{\text{М}}$ і $\eta_{\text{Г}}$, як і $\eta_{\text{ПК}}$ і $\eta_{\text{ТР}}$, - відносні, вони характеризують рівень технічної досконалості відповідного елементу електростанції.

Використовуючи (8) і (9), отримуємо *розгорнутий вираз (структуру) ККД бруто електростанції з виробництва електроенергії залежно від термічного ККД циклу і відносних ККД елементів обладнання:*

$$\eta_{\text{ес}}^{\text{б}} = \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{ВВ}} \cdot \eta_{\text{М}} \cdot \eta_{\text{ег}} \cdot \eta_{\text{ПК}} \cdot \eta_{\text{ТР}} \cdot \quad (10)$$

Цей вираз використовують для оцінки впливу основних факторів розсіювання (втрат) енергії на величину $\eta_{\text{ес}}$. Наприклад, приймаючи $\eta_{\text{т}} = 0.55$; $\eta_{\text{ВВ}} = 0.85$; $\eta_{\text{М}} = 0.99$; $\eta_{\text{ег}} = 0.985$; $\eta_{\text{ТР}} = 0.99$; $\eta_{\text{ПК}} = 0.90$, отримуємо *бруто ККД*

$$\eta_{\text{ес}}^{\text{б}} = 0.406.$$

Для забезпечення технологічного процесу перетворення енергії на електростанції необхідні такі *допоміжні процеси:*

- *підготовка палива;*
- *подача повітря у котел;*
- *вивід димових газів з котла;*
- *подача живильної води;*
- *подача конденсату;*
- *подача охолоджуючої води на конденсатори;*
- *інші допоміжні процеси, наприклад, золо-шлаковидалення.*

На ці процеси затрачається частина виробленої енергії (*власні потреби станції*) $e_{\text{ВП}}$ у розмірі (4 – 6)% ($e_{\text{ВП}}$ - *частка витрати електроенергії на власні потреби*, або близько 1.5 - 2.5% теплоти палива). Якщо прийняти $e_{\text{ВП}} = 0.05$, то отримаємо за (1.3а) для *нетто ККД*

$$\eta_{\text{ес}}^{\text{н}} = \eta_{\text{ес}}^{\text{б}} \cdot (1 - e_{\text{ВП}}) = 0.406 \cdot (1 - 0.05) = 0.386. \quad (11)$$

Отже, величина ККД нетто, який характеризує досконалість всіх систем станції включно з трубопроводами та іншими допоміжними системами, функціонування яких забезпечує генерацію електроенергії для даного прикладу

$$\eta_{\text{ес}}^{\text{н}} = 0.386.$$

Нагадаємо ще раз, що *основні втрати тепла на ТЕС виникають в конденсаторі турбіни і це плата за отримання високо впорядкованої механічної енергії з хаотичної, теплової*. Уникнути цих втрат у циклі Ренкіна неможливо. Зменшення втрат шукають, змінюючи, чи комбінуючи цикли.

3 Питомі витрати пари, теплоти і палива

Важливим показником ефективності використання енергії пари в турбіні та її технічної досконалості є *питома витрата пари на турбіну*, кг/(кВт·год):

$$d_0 = \frac{D_0}{N_e}, \quad (12)$$

D_0 - витрата пари на турбіну. Для сучасних турбоустановок з параметрами свіжої пари 24 МПа, 540°C, $d_0 \approx 3$ кг/(кВт·год) (точніше 3.1 - 3.2 кг/(кВт·год)).

Знання цієї величини дозволяє наближено оцінити витрату пари на турбіну за величиною її потужності N_e . Наприклад, для блока 300 МВт отримаємо $D_0 = 930 \div 960$ тн/год., а для блока 800 МВт $D_0 = 2500 \div 2600$ тн/год.

Значення d_0 залежить перш за все від загального тепло перепаду пари у турбіні (різниці між ентальпією пари на вході та виході з турбіни), а також від значень $\eta_{вв}$, η_m і $\eta_{г}$. Для сучасних турбоагрегатів ці величини такі

Таблиця 1
Значення відносних ККД та теплоперепадів на ТУ

$\eta_{вв}^{вт}$	$\eta_{вв}^{ст}$	$\eta_{вв}^{нт}$	η_m	$\eta_{г}$	$H_d,$ кДж/кг	$d_0,$ кг/(кВт·год)
0.82	0.90	0.84	0.99	0.985	1300	3.2
0.84	0.92	0.86	0.992	0.99	1350	3.1.

Загальний годинний енергетичний баланс *конденсаційної ТУ* без врахування зовнішніх втрат теплоти дається виразом

$$Q_{ту} = 3600 \cdot N_B + Q_K, \quad (13)$$

N_B - внутрішня потужність турбоустановки; $Q_{ту}$ і Q_K для годинного проміжку.

Повноцінним показником енергетичної ефективності турбоустановки також є *питома витрата теплоти*, кДж/(кВт·год),

$$q_{ту} = \frac{Q_{ту}}{N_e}, \quad (14)$$

При паротурбінному приводі живильних насосів (енергоблоки з $N_e > 300$ МВт) питома витрата теплоти на турбоустановку брутто визначається з врахуванням ефективної потужності привідної турбіни $N_{еф}^{тж}$ на підставі виразу

$$q_{ту} = \frac{Q_{ту}}{N_e + N_{еф}^{тж}}. \quad (15)$$

Будь-яка з величин $q_{ту}$ або $\eta_{ту}^a$ є *рівноцінним енергетичним показником КЕС*, оскільки вони зв'язані між собою. Дійсно, питома витрата теплоти на турбоустановку, кДж/(кВт·год), дорівнює, див. формулу (4),

$$q_{ту} = \frac{Q_{ту}}{N_e} = \frac{3600}{\eta_{ту}^a}, \quad (16)$$

тобто величини $q_{ту}$ і $\eta_{ту}^a$ обернено пропорційні одна одній.

Гарантуючи теплову економічність, виробники турбін переважно вказують показник $q_{ту}$.

Якщо $Q_{ту}$ вимірювати у тих же одиницях, що і N_e , то показники $q_{ту}$ і $\eta_{ту}$ - величини *взаємно обернені*:

$$\tilde{q}_{ту} = \frac{1}{\eta_{ту}^a}. \quad (16a)$$

Для зіставлення теплової економічності електростанцій з різними видами палива часто визначають питомі витрати палива на станціях в *одиницях умовного палива, яке має теплоту згоряння 29308 кДж/кг (7000 ккал/кг).*

У цьому випадку **питома витрата умовного палива**, кг/(кВт·год),

$$b_y = \frac{B_y}{N_e} = \frac{3600}{29308 \cdot \eta_{тк} \cdot \eta_{тр}} = \frac{0.1228}{\eta_{тк} \cdot \eta_{тр}} \approx \frac{0.123}{\eta_{ес}}. \quad (17)$$

Це співвідношення впливає із загального енергетичного балансу електростанції і визначає її нетто ККД з виробництва електроенергії

$$B \cdot Q_{г}^H \cdot \eta_{ес} = 3600 \cdot N_e, \quad \eta_{ес} = \frac{3600 \cdot N_e}{B \cdot Q_{г}^H}, \quad (18)$$

B – витрата палива кг/год.; $Q_{г}^H$ - нижча теплота горіння палива.

Середня питома витрата умовного палива на електростанціях західних країн з розвинутою енергетикою у 1990 – 2005р. р. знаходилася у діапазоні від 315 до 380 г/(кВт·год), в тому числі у США 360 - 370, ФРГ 335 - 345, Англії від 360 до 380, Франції – 330-375, Японії 315 - 320 г/(кВт·год).

Питома витрата умовного палива - повноправний показник енергетичної ефективності конденсаційної електростанції і разом з її ККД використовується для визначення витрати палива:

- для годинного проміжку, кг/год.,

$$B_y = b_y \cdot N_e; \quad (19)$$

- для будь-якого проміжку часу, кг/т,

$$B_y = b_y \cdot E(\tau). \quad (19a)$$

Отже, для енергоблока з потужністю 1000 МВт при $b_y = 320$ г/(кВт·год)

$$B_y = 320 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6 = 320 \text{ т/год.}$$

Зниження питомої витрати умовного палива на 1г/(кВт·год) у масштабі господарства України дає річну економію близько 110 тис. т.у.п.

4 Енергетичні показники конденсаційної атомної електростанції

Основним показником енергетичної ефективності атомної електростанції (АЕС) та її елементів є ККД або питома витрата теплоти. Між **ККД брутто** та **ККД нетто** існує зв'язок,

$$\eta_{с}^H = \frac{3600 \cdot N_e \cdot (1 - e_{вп})}{Q_p} = \eta_{с} \cdot (1 - e_{вп}), \quad (20)$$

Q_p - теплова потужність реактора, МДж/год. Частка витрати електроенергії на власні потреби АЕС становить $e_{вп} = 0.06 \div 0.07$.

Втрати теплоти у реакторній установці з ядерним реактором та допоміжним обладнанням складаються в основному з втрат на продувку реактора, охолодження систем захисту реактора і на розсіювання теплоти. Вони оцінюються ККД реакторної установки

$$\eta_p = \frac{Q_{тнр}}{Q_p}. \quad (21)$$

$Q_{тнр}$ - теплове навантаження реактора.

На сучасних АЕС переважно використовують суху насичену пару **середніх параметрів (6-8 МПа)**, тому ККД атомної електростанції ще більше, ніж ТЕС,

залежить від абсолютного електричного ККД турбоустановки. Для турбін на насиченій парі вказаних параметрів маємо $\eta_{\text{ту}}^{\text{a}} = 0.34 \div 0.35$. Приймаючи $\eta_{\text{р}} = 0.98$, $\eta_{\text{тр}} = 0.995$, отримаємо для типової АЕС

$$\eta_{\text{ac}} = 0.33 \div 0.34.$$

Для двоконтурної АЕС, що має *парогенератор* насиченої або слабо перегрітої пари, вираз для ККД брутто атомної електростанції дещо змінюється

$$\eta_{\text{ac}}^{\text{б}} = \frac{3600 \cdot N_{\text{e}}}{Q_{\text{р}}} = \eta_{\text{ту}}^{\text{a}} \cdot \eta_{\text{тр}}^{\text{II}} \cdot \eta_{\text{пт}} \cdot \eta_{\text{тр}}^{\text{I}} \cdot \eta_{\text{р}}, \quad (22)$$

$\eta_{\text{тр}}^{\text{I}} = Q'_{\text{I}}/Q_{\text{тр}}$ - ККД трубопроводів першого контуру; $\eta_{\text{пт}} = Q_{\text{нп}}/Q_{\text{тр}}$ - ККД парогенератора АЕС; $\eta_{\text{тр}}^{\text{II}} = Q_{\text{ту}}/Q_{\text{тр}}$ - ККД трубопроводів другого контуру.

Кількість теплоти Q_{I} , яка передається з водою, що нагрівається у реакторі, і Q'_{I} , яка надходить з водою у парогенератор АЕС, визначає втрати на транспортування тепла у I контурі, їх оцінюють у 0.5 - 1.0%. Втрати теплоти у парогенераторі АЕС обумовлені продувкою (1 - 1.5%) і теплообміном з навколишнім середовищем (0.1 - 0.2)%.

Прийнявши $\eta_{\text{р}} = 0.98$; $\eta_{\text{тр}}^{\text{I}} = 0.995$; $\eta_{\text{пт}} = 0.98$; $\eta_{\text{тр}}^{\text{II}} = 0.99$; $\eta_{\text{ту}}^{\text{a}} = 0.34$, маємо

$$\eta_{\text{ac}}^{\text{б}} = (0.34 \cdot 0.99 \cdot 0.98) \cdot 0.995 \cdot 0.98 = 0.322. \quad (23)$$

Теплову економічність АЕС, як і КЕС, визначають за затратою теплоти на вироблення одиниці електроенергії (питомі затрати теплоти)

$$q_{\text{ту}} = \frac{Q_{\text{ту}}}{N_{\text{e}}} = \frac{D_0}{N_{\text{e}}} \cdot (h_0 - h_{\text{жв}}) = d_0 \cdot (h_0 - h_{\text{жв}}). \quad (24)$$

$h_0, h_{\text{жв}}$ – ентальпії живильної води та пари з парогенератора.

Вираз (24) з розрахунку на 1 кВт·год. також можна записати, використовуючи величину $\eta_{\text{ту}}^{\text{a}}$,

$$q_{\text{ту}} = \frac{3600}{\eta_{\text{ту}}^{\text{a}}}. \quad (25)$$

Загальна питома витрата теплоти з розрахунку на всю АЕС

$$q_{\text{ac}} = \frac{Q_{\text{р}}}{N_{\text{e}}} = \frac{3600}{\eta_{\text{ac}}}. \quad (26)$$

$Q_{\text{р}}$ - теплова потужність реактора, МДж/год.; N_{e} – електрична потужність, МВт. Якщо прийняти $\eta_{\text{ту}}^{\text{a}} = 0.34$ і $\eta_{\text{ac}} = 0.325$, отримаємо $q_{\text{ту}} = 10600$ кДж/кВт·год.,

$$q_{\text{ac}} = 11.0 \text{ МДж/кВт·год.} = 375 \text{ г у.п./кВт·год.} \quad (27)$$

Порівнюючи питомі затрати теплоти на ТЕС (320г у.п./кВт·год.) і на АЕС, бачимо, що на АЕС вони вищі на (18-20)%.

Проте, при питомих затратах 380 г у.п./кВт·год. вони приблизно рівні. Саме така ситуація на сьогодні існує в Україні. *При оцінці питомих затрат ядерного палива* можна використовувати приблизне співвідношення між теплотворною здатністю ядерного та умовного палив,

$$\frac{Q_{\text{яп}}}{Q_{\text{уп}}} = 1.2 \cdot 10^5. \quad (28)$$

Тоді 1 кг у.п. відповідає $8.3 \cdot 10^{-6}$ кг ядерного палива.

5 Завдання для самостійної роботи

1. Обчисліть електричні ККД бруто і нетто блока КЕС, потужністю 300 МВт, якщо споживана потужність приводу ЖН 7 МВт, а теплопродуктивність КА 820 МВт. Визначіть потужність теплового забруднення доквілля цим блоком.

2. Електричний ККД нетто блока КЕС потужністю 350 МВт 37%, а бруто 40%. Розрахуйте теплопродуктивність КА та потужність приводу ЖН. Визначіть потужність теплового забруднення доквілля цим блоком.

3. Розрахуйте питомі затрати умовного палива на КЕС, якщо електричний ККД бруто блока потужністю 250 МВт 39%. Визначіть теплове забруднення доквілля КЕС впродовж доби та року.

4. Електричний ККД бруто АЕС з реактором ВВЕР-440 рівний 0.33. Розрахуйте питому витрату теплоти та питому витрату ЯП на генерацію 1кВт·год. електроенергії.

5. Обчисліть річну потребу у ЯП для реакторів ВВЕР-440 та ВВЕР-1000 при умові, що $T_{\text{вст}} = 6500$ год., електричний ККД бруто для ВВЕР-440 0.32, а для ВВЕР-1000 він рівний 0.34.

6. Розрахуйте питому витрату умовного палива, кг/(кВт·год), для блока потужністю 300МВт, якщо його ККД бруто 0.38. Порівняйте з такою ж величиною ядерного палива для блока АЕС рівної потужності, що має ККД 0.33.

7. Яку масу ядерного палива споживає АЕС потужністю 1000МВт за добу? Порівняйте з масою умовного палива потрібного для такої ж потужності за рівних умов.

8. Поясніть, скільки і куди дівається тепла потужність, що генерується котлом на ТЕС чи АЕС, якщо лише 35% цієї теплоти перетворюється в електроенергію? Розрахунок виконати для блока з $N_e = 500$ МВт.

9. Чи може людина середньої міцності підняти ядерне паливо потрібне для роботи енергоблока 440МВт з ККД бруто 0.35 впродовж доби? Яку масу складе еквівалентна кількість умовного палива?

Література

1. Топольницький М. В. Атомні електричні станції. Львів : видавництво "Бескид Біт", 2005. 523 с.

2. Тепловые электрические станции : навчально-методичний посібник для студентів для спеціальності «Теплоенергетика» денного та заочного відділення / О. Е. Машанова. Запоріжжя, ЗДІА, 2018. 150 с.

3. Стерман Л. С., Лавыгин В. М., Гришин С. Г. Тепловые и атомные электрические станции. Москва : Изд. МЭИ. 2000. 408 с.

4. Энергетика и охрана окружающей среды./ Под ред. Н. Г. Залогина и др. Москва : Энергия, 1979. 342 с.

Тема 4. Порівняння основних енергетичних показників роботи КЕС та ТЕЦ

1 Основний недолік КЕС

Недоліком КЕС є малий коефіцієнт використання тепла (η_Q), яке отримує робоче тіло у паровому котлі (ПК) внаслідок спалювання палива. При внутрішньому ККД ПТУ біля 40% ($\eta_i = \eta_{вк} \cdot \eta_t$) та загально-станційних втратах тепла 10-13 %, враховуючи 5-8 % втрат у ПК, приходимо до величини коефіцієнта перетворення тепла в електричну енергію

$$\eta_c^e = \eta_i \cdot (1 - v_{втр}) = 0.40 \cdot 0.87 = 0.348,$$

η_c^e – електричний ККД ТЕС; $v_{втр}$ – коефіцієнт загальностанційних втрат.

Отже лише 35% початкової енергії палива перетворюється у електроенергію, а 65% розсіюється у вигляді втрат тепла у довкілля, у т.ч. в конденсаторі (45-50%). На ТЕС коефіцієнт використання тепла рівний електричному ККД

$$\eta_Q = \frac{Q_k}{B \cdot Q_{г}^H} = \frac{E}{B \cdot Q_{г}^H} = \eta_{ст}^e,$$

Q_k – корисна частина тепла (така, що перетворюється у електроенергію); E – електрична потужність, що генерується з теплоти згорання палива: $B \cdot Q_{г}^H$; B – витрата палива; $Q_{г}^H$ – нижча теплота згорання палива.

Щоб утилізувати хоча б частину теплоти $(1 - \eta_c^e) \cdot B \cdot Q_{г}^H$, яка становить 60 – 65% від теплоти згорання палива, застосовують *теплофікаційні цикли* паротурбінних установок (*комбіноване виробництво тепла і електроенергії*). Нижче ознайомимось з найбільш поширеними теплофікаційними циклами і порівняємо економічність ТЕС і ТЕЦ.

2 Коефіцієнти корисної дії теплоелектроцентралі

Теплоелектроцентралі (ТЕЦ) призначені для *комбінованого виробітку електроенергії та утилізації теплоти пари, яка відпрацювала у турбіні*. Для оцінки ефективності роботи ТЕЦ розподіляють витрату тепла і палива між цими двома видами енергії

$$Q_c = Q_c^e + Q_c^T; \quad (1)$$

$$Q_{ту} = Q_{ту}^e + Q_{ту}^T. \quad (1a)$$

Індекси „с” і „ту” стосуються станції і турбоустановки, „е” – електричної енергії, „Т” –теплоти.

Відповідно розрізняють два ККД ТЕЦ:

1. З виробництва і відпуску електричної енергії

$$\eta_c^e = \frac{3600 \cdot N_e}{Q_c^e}; \quad (2)$$

$$\eta_{\text{ту}}^e = \frac{3600 \cdot N_e}{Q_{\text{ту}}^e}; \quad (2a)$$

2. З виробництва і відпуску теплоти

$$\eta_{\text{с}}^{\text{T}} = \frac{Q_{\text{T}}^0}{Q_{\text{с}}^{\text{T}}}; \quad \eta_{\text{ту}}^{\text{T}} = \eta_{\text{T}} = \frac{Q_{\text{T}}^0}{Q_{\text{ту}}^{\text{T}}} \quad (3)$$

$Q_{\text{ту}}^{\text{T}} = Q_{\text{T}}$ – затрата теплоти на зовнішнього споживача; Q_{T}^0 – відпуск теплоти споживачу; η_{T} – ККД відпуску теплоти турбінною установкою, у якому враховують втрати теплоти при її відпуску (у мережевих підігрівачах, паропроводах і т.п.); $\eta_{\text{T}} = 0.98 \div 0.99$.

Загальна витрата теплоти на турбоустановку $Q_{\text{ту}}$ складається з теплового еквіваленту внутрішньої потужності турбіни $3600N_i$, витрати теплоти на зовнішнього споживача Q_{T} і втрати теплоти у конденсаторі турбіни $Q_{\text{к}}$. Загальне рівняння теплового балансу теплофікаційної турбоустановки таке,

$$Q_{\text{ту}} = 3600 \cdot N_i + Q_{\text{T}} + Q_{\text{к}}. \quad (4)$$

В Україні прийнято фізичний метод розподілу витрати теплоти між електричною і тепловою енергіями. На теплового споживача відносять ***дійсну кількість теплоти***, яка затрачається на нього, а на електричну енергію – ***всю теплоту, що залишається після виділення першої***

$$Q_{\text{ту}}^{\text{T}} = Q_{\text{T}}; \quad (5)$$

$$Q_{\text{ту}}^e = Q_{\text{ту}} - Q_{\text{T}} = 3600 \cdot N_i + Q_{\text{к}}. \quad (5a)$$

Загалом, з урахуванням ККД парового котла $\eta_{\text{пк}}$ і ККД транспортування теплоти $\eta_{\text{тр}}$, для електричного та теплового ККД станції $\eta_{\text{с}}^e$, $\eta_{\text{с}}^{\text{T}}$ маємо

$$\eta_{\text{с}}^e = \eta_{\text{ту}}^e \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{пк}}; \quad (6)$$

$$\eta_{\text{с}}^{\text{T}} = \eta_{\text{T}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{пк}}. \quad (6a).$$

Значення $\eta_{\text{с}}^e$ визначається величиною $\eta_{\text{ту}}^e$, значення $\eta_{\text{с}}^{\text{T}}$ – величиною $\eta_{\text{пк}}$

Вирібок електроенергії разом з використанням відпрацьованої теплоти ПТУ суттєво підвищує загальний ККД на ТЕЦ порівняно з КЕС і обумовлює значну економію палива.

3 Витрата пари на теплофікаційну турбіну

Раніше на ТЕЦ переважно застосовували теплофікаційні турбіни з ***регульованими відборами та з конденсацією пари***. Такі турбіни універсальні, ***забезпечують різноманітні режими виробітку електричної енергії та теплоти***.

Витрату пари на ***теплофікаційну турбіну*** варто визначати порівнюючи її з витратою пари на ***конденсаційну турбіну з такими ж параметрами***

$$D_{0,\text{к}} = \frac{3600 \cdot N_e}{H_{\text{кi}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{Г}}}, \quad (7)$$

$H_{ki} = h_0 - h_k$ – перепад ентальпії пари на турбіні.

При відборі пари з турбіни величиною D_T , її внутрішня потужність знижується на величину $D_T \cdot (h_T - h_k)$, де h_T і h_k – ентальпії пари у **відборі** і на **вході у конденсатор турбіни**. Для відновлення потужності турбіни до **початкової заданої** N_e необхідно збільшити витрату свіжої пари на турбіну на величину, яка визначається співвідношенням

$$\Delta D_0 \cdot (h_0 - h_k) = \Delta N_i = D_T \cdot (h_T - h_k), \quad (8)$$

звідси додаткова витрата пари

$$\Delta D_0 = \frac{h_T - h_k}{h_0 - h_k} \cdot D_T, \quad (9)$$

комбінуючи (7) та (9), отримуємо витрату пари на турбіну з відбором і конденсацією (**енергетичне рівняння турбоагрегату**)

$$D_0 = \frac{3600}{H_{ki} \cdot \eta_m \cdot \eta_t} \cdot N_e + \frac{h_T - h_k}{h_0 - h_k} \cdot D_T. \quad (10)$$

Якщо увести **коефіцієнт недовиробітку потужності** парою відбору

$$y_T = \frac{h_T - h_k}{h_0 - h_k}, \quad (11)$$

то витрату пари на теплофікаційну турбіну з відбором і конденсацією можна представити так

$$D_0 = D_{0,k} + y_T \cdot D_T. \quad (12)$$

Відповідно до (11), коефіцієнт недовиробітку потужності характеризує частку невідпрацьованого теплоперепаду пари, який йде у відбір. Якщо скористатися виразом (12), то зміст y_T дещо інший

$$y_T = \frac{D_0 - D_{0,k}}{D_T}, \quad (11a)$$

тобто **коефіцієнт недовиробітку y_m визначає відносне збільшення витрати пари на турбіну, що припадає на одиницю витрати пари відбору.**

Коефіцієнт недовиробітку y_T змінюється у межах $0 \leq y_T \leq 1$; $y_T = 0$ при $h_T = h_k$, тобто при подачі у конденсатор **всієї витрати повністю відпрацьованої** у турбіні пари; $y_T = 1$ при $h_T = h_0$, тобто при відборі **всієї свіжої пари, що не працювала** у турбіні. Переважно $y_T = 0.3 \div 0.7$, а в середньому $y_T = 0.5$. Якщо $D_T = 0$, то $D_0 = D_{0,k}$ і витрата пари відповідає **конденсаційному режиму без відбору** з параметрами, що відповідають теплофікаційному режиму.

Співвідношення (10) є **енергетичним рівнянням турбоагрегату**, що виражає енергетичний баланс та зв'язок між витратою пари і електричною потужністю.

Рівняння матеріального (парового) балансу такої турбіни має вигляд

$$D_0 = D_T + D_k, \quad (13)$$

D_k – витрата пари через конденсатор турбіни.

4 Співвідношення між витратами теплоти і ККД виробітку електроенергії теплофікаційним і конденсаційним шляхами

Годинна витрата теплоти на теплофікаційну турбоустановку типу КО без проміжного перегріву пари при конденсаційному режимі дається виразом

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{К}} = Q_{0,\text{К}} = D_{0,\text{К}} \cdot (h_0 - h_{\text{ЖВ}}).$$

Повна годинна витрата теплоти на теплофікаційну турбоустановку з конденсацією і відбором пари

$$Q_{\text{ТУ}} = D_0 \cdot (h_0 - h_{\text{ЖВ}}) = D_{0,\text{К}} \cdot (h_0 - h_{\text{ЖВ}}) + y_{\text{T}} \cdot D_{\text{T}} \cdot (h_0 - h_{\text{ЖВ}}), \quad (18)$$

або

$$Q_{\text{ТУ}} = Q_{\text{ТУ}}^{\text{К}} + \xi_{\text{T}} \cdot Q_{\text{T}}, \quad (19)$$

$\xi_{\text{T}} = y_{\text{T}} \cdot \frac{h_0 - h_{\text{ЖВ}}}{h_{\text{T}} - h_{\text{ЗК}}}$ - коефіцієнт цінності теплоти пари відбору, близький за

величиною до коефіцієнту недовиробітку y_{T} і який змінюється у межах від 1 для свіжої пари до 0 для пари на виході з турбіни (перед конденсатором).

Коефіцієнт ξ_{T} характеризує потенціал працездатності пари відбору, а також визначає відносне збільшення повної витрати теплоти на турбоустановку на одиницю кількості теплоти, яка віддається порівняно з конденсаційною витратою $Q_{\text{T}}^{\text{К}}$.

$$\xi_{\text{T}} = \frac{Q_{\text{ТУ}} - Q_{\text{ТУ}}^{\text{К}}}{Q_{\text{T}}}. \quad (20)$$

У відповідності з фізичним методом розподілу витрати теплоти між електричною і тепловою енергіями, витрата теплоти на виробництво електроенергії дорівнює

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{Е}} = Q_{\text{ТУ}} - Q_{\text{T}} = Q_{\text{ТУ}}^{\text{К}} - (1 - \xi_{\text{T}}) \cdot Q_{\text{T}}. \quad (21)$$

Зі збільшенням віддачі теплоти Q_{T} споживачу повна витрата теплоти $Q_{\text{ТУ}}$ зростає, а витрата теплоти на виробництво електроенергії зменшується, що супроводжується зменшенням втрат теплоти в конденсаторі турбіни.

Різниця витрат теплоти на виробництво електроенергії в конденсаційній і теплофікаційній турбоустановках дорівнює зменшенню втрати теплоти в конденсаторі турбіни (в охолоджувачі)

$$\Delta Q_{\text{ТУ}} = \Delta Q_{\text{К}} = \Delta D_{\text{К}} \cdot (h_{\text{К}} - h'_{\text{К}}) = (1 - y_{\text{T}}) \cdot D_{\text{T}} \cdot q_{\text{К}}, \quad q_{\text{К}} = h_{\text{К}} - h'_{\text{К}}. \quad (22)$$

Значення $\Delta Q_{\text{ТУ}} = \Delta Q_{\text{К}}$ тим більше, чим більший відбір пари D_{T} і чим менший коефіцієнти y_{T} , тобто чим більший виробіток електроенергії парою відбору.

Для турбін з протитиском $Q_{\text{К}} = 0$ і ККД з виробництва електроенергії

$$\eta_{\text{ТУ}}^{\text{Е}} = \frac{3600 \cdot N_{\text{Е}}}{Q_{\text{ТУ}}^{\text{Е}}} = \frac{3600 \cdot N_{\text{І}} \cdot \eta_{\text{М}} \cdot \eta_{\text{Г}}}{3600 \cdot N_{\text{І}}} = \eta_{\text{М}} \cdot \eta_{\text{Г}}. \quad (23)$$

5 Теплова економічність і витрата палива на ТЕЦ

Електроенергетична і тепла ефективність процесів на ТЕЦ характеризуються відповідними ККД

$$\eta_c^e = \frac{3600 \cdot N_e}{Q_c^e}; \quad \eta_c^T = \frac{Q_T^0}{Q_c^T}. \quad (24)$$

Загальну теплову економічність процесу спільного виробництва обох видів енергії характеризують повним ККД ТЕЦ

$$\eta_{c,T}^{e,T} = \frac{(3600 \cdot N_e + Q_T^0)}{Q_c}.$$

Для теплофікаційної турбоустановки отримуємо

$$\eta_{TY}^{e,T} = \frac{(3600 \cdot N_e + Q_T^0)}{Q_{TY}}. \quad (25)$$

Вважаючи корисною лише виробленою на ТЕЦ електроенергію, отримаємо абсолютний електричний ККД для турбоустановки:

$$\eta_{TY}^{a,e} = \frac{3600 \cdot N_e}{Q_{TY}}. \quad (26)$$

Позначивши частку теплоти, яка затрачається у турбоустановці на зовнішнього споживача,

$$\beta_T = \frac{Q_T}{Q_{TY}}; \quad 1 - \beta_T = \frac{Q_{TY}^e}{Q_{TY}}. \quad (27)$$

знайдемо співвідношення між величинами означеними (27) та **повним ККД** теплофікаційної турбіни

$$\eta_{TY}^{e,T} = \frac{(3600 \cdot N_e + Q_T)}{Q_{TY}} = \eta_{TY}^a + \beta_T, \quad \eta_{TY}^e = \frac{3600 \cdot N_e}{Q_{TY}^e} = \frac{3600 \cdot N_e}{Q_{TY} \cdot (1 - \beta_T)} = \frac{\eta_{TY}^{a,e}}{1 - \beta_T}.$$

Отже, загальне співвідношення між цими трьома ККД має вигляд

$$\eta_{TY}^{a,e} = (1 - \beta_T) \cdot \eta_{TY}^{e,T} = \eta_{TY}^{e,T} - \beta_T. \quad (28)$$

Якщо відомо β_T і один з ККД, то інший можна визначити з (28).

На рис. 2 зображено зміну η_{TY}^e і η_{TY}^a залежно від частки відбору пари $\alpha_T = D_T/D_0$ турбіни типу КО (**прийнято** $\eta_m = \eta_z = \eta_m = 1$).

Турбіна типу КО, є загальним типом турбін, які при $\alpha_T = 0$ перетворюються у

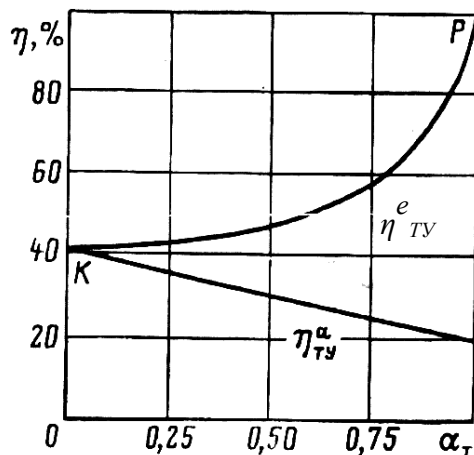


Рис. 2. Залежність внутрішніх ККД теплофікаційної турбоустановки (з виробництва електроенергії η_{TY}^e та абсолютного η_{TY}^a) від частки відбору пари α_T . *К*- конденсаційний режим роботи; *Р*- режим роботи з протитиском.

турбіну типу *К*, а при $\alpha_T = 1$ перетворюються у турбіну з протитиском *Р*.

При конденсаційному режимі обидва ККД співпадають (точка *К* на рис. 2), при роботі з протитиском ККД $\eta_{TY}^{e,T} = \eta_{TY}^e = 1$.

ККД $\eta_{TY}^{e,T}$ зростає

приблизно лінійно із збільшенням α_T . ККД $\eta_{\text{ту}}^e$ зростає спочатку повільно, потім швидше, досягаючи значення ККД $\eta_{\text{ту}}^{e,T}$ при $\alpha_T = 1$ (точка Р). ККД $\eta_{\text{ту}}^a$ неперервно знижується із збільшенням α_m від значення ККД турбоустановки типу К до меншого значення цього ККД для турбоустановки типу Р.

Отже, **абсолютний ККД турбоустановки не характеризує ефективність комбінованого виробництва електричної енергії та теплоти і не повинен використовуватися з цієї метою.**

Загальна витрата теплоти і палива на ТЕЦ розподіляється між електричною і тепловою енергіями аналогічно розподілу витрати теплоти на турбоустановку, тобто через коефіцієнт $\beta_T = Q_T / Q_{\text{ту}}$. Отримаємо

$$Q_c^T = \beta_T \cdot Q_c; \quad Q_c^e = (1 - \beta_T) \cdot Q_c. \quad (29)$$

Аналогічно

$$V_T = \beta_T \cdot V; \quad V_e = (1 - \beta_T) \cdot V. \quad (30)$$

$$V_T + V_e = V - \text{загальна витрата палива на ТЕЦ.}$$

З рівняння годинного енергетичного балансу можна визначити питому витрату умовного палива з теплою згоряння 29.308 кДж/г на одиницю виробленої електричної енергії, г/(кВт·год)

$$b_e = \frac{V_e}{N_e} = \frac{3600}{Q_T^H \cdot \eta_c^e} = \frac{3600}{29.308 \cdot \eta_c^e} = \frac{122.8}{\eta_c^e} \approx \frac{123}{\eta_c^e}. \quad (31)$$

Найменше значення ККД ТЕЦ з виробництва електроенергії відповідає її конденсаційному режиму, для якого, $\eta_c^e \approx 0.34$, і тоді $b_e \approx 360$ г/(кВт·год).

Найбільш високі значення ККД має ТЕЦ при роботі турбін з протитиском без втрат теплоти у конденсаторі. При цьому

$$\eta_c^e = \eta_{\text{ту}}^e \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{пк}} = \eta_m \cdot \eta_T \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{пк}}.$$

Наприклад, при $\eta_c^e = 0.985 \cdot 0.98 \cdot 0.98 \cdot 0.90 = 0.855$ отримаємо

$$b_e = 144 \text{ г/(кВт·год).}$$

Коефіцієнт корисної дії і питома витрата теплоти на виробництво електроенергії на ТЕЦ q_c^e , кДж/(кВт·год), зв'язані співвідношенням

$$\eta_c^e = \frac{3600 \cdot N_e}{Q_c^e} = \frac{3600}{q_c^e}. \quad (32)$$

Якщо $\eta_c^e = 0.40 \div 0.50$, то $q_c^e = 9000 \div 7200$ кДж/(кВт·год.).

При використанні ККД нетто $\eta_c^{e,H}$ визначаються відповідні показники $b_{e,H}$ і $q_c^{e,H}$ ТЕЦ. Питома витрата умовного палива на одиницю теплоти, відданої зовнішньому споживачу, кг/ГДж, визначають з рівняння

$$b_T = \frac{V_T}{Q_T^O} = \frac{1}{Q_H^P \cdot \eta_c^T} = \frac{10^3}{29.308 \cdot \eta_c^T} = \frac{34.121}{\eta_c^T}. \quad (33)$$

При $\eta_c^T = \eta_{\text{ту}}^T \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{п.к}} = 0.99 \cdot 0.98 \cdot 0.90 = 0.873$ отримуємо

$$b_T = 39.08 \text{ кг/ГДж.}$$

При відпуску теплоти піковими водогрійними котлами враховується також витрата палива на них.

6 Порівняння комбінованого і розділеного виробництва електричної і теплової енергії

Комбіноване виробництво електричної і теплової енергії забезпечує зменшення витрати палива. Але при *малій річній тривалості теплового споживання і дешевому паливі* економічно вигідним може бути розділене виробництво енергії і теплоти. При цьому

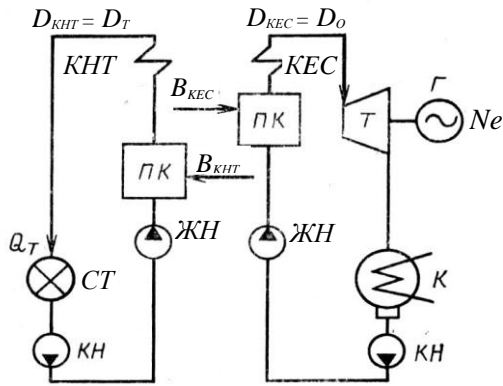


Рис. 3. Теплова схема простої ТЕЦ з розділеним виробництвом тепла та електроенергії (РУ).

КНТ- котельня низького тиску; *КЕС*- конденсаційна електростанція; *СТ*- споживачі тепла; *Г*- генератор.

електрична енергія виробляється конденсаційним шляхом, а теплота виготовляється в котельні низького тиску (як виняток – редукованою парою з енергетичних котлів). Енергетична установка, яка складається з КЕС і котельні низького тиску (КНТ), називається *розділеною установкою* (РУ), див. рис.3. Порівняємо теплову економічність ТЕЦ і РУ.

Обов'язковою умовою порівняння таких установок є рівність витрат пари, та витрат теплоти і палива.

Енергетичне співставлення відповідає рівному відпуску кожного з видів енергії.

Загальна витрата пари на РУ

$$D_{РУ} = D_{КЕС} + D_{КНТ} = D_{КЕС} + D_T,$$

на ТЕЦ

$$D_o = D_{o,к} + y_T \cdot D_T.$$

Тут $D_{КЕС}$ і $D_{o,к}$ – витрати пари на конденсаційний виробіток однакової електричної потужності N_e на КЕС і ТЕЦ, $D_{o,к} \approx D_{КЕС}$, звідси

$$\Delta D = D_{РУ} - D_o = (1 - y_T) \cdot D_T, \quad (34)$$

тобто *зменшення витрати пари на ТЕЦ порівняно з витратою на РУ рівне зниженню пропуску пари у конденсатор теплофікаційної турбіни КО порівняно з пропуском пари через турбіну К.*

Можна показати, що питома економія умовного палива, кг/ГДж при комбінованому виробітку електроенергії порівняно з розділеним становить:

$$\Delta b = \frac{\Delta D}{Q_T} = (b_{КЕС} - b_e^p) \cdot e_T, \text{ або } \Delta b \approx 0.15 \cdot e_T. \quad (35)$$

Приклад. Приймаючи питомий виробіток електроенергії при тепловому споживанні Q_T , $e_T = 50 \div 150$ кВт·год./ГДж, отримуємо $\Delta b = 7.5 \div 22.5$ кг/ГДж, а в середньому $\Delta b = 15$ кг/ГДж.

При відпуску теплоти $Q_T = 1$ млн.ГДж економія умовного палива завдяки теплофікації Δb складає приблизно 15 тис. тон. Формула (35) показує залежність ефективності теплофікації від енергетичної досконалості виробітку електроенергії на тепловому споживанні, тобто від параметрів пари і ККД турбіни та ТЕЦ.

7 Схеми атомних тепло – електроцентралей (АТЕЦ)

Можливі схеми АТЕЦ показані на рис. 4а, б, в, г. Теплові схеми АТЕЦ такі як у звичайних ТЕЦ, тобто можуть використовувати ПТУ з протитиском і схеми з регульованими відборами, рис. 4а та б. Особливістю деяких АТЕЦ є схеми з відбором тепла у першому контурі, рис. 4в та спеціалізовані атомні станції тепlopостачання (АСТ), рис. 4г. Через це, що схема 4в небезпечна щодо радіоактивного зараження теплоносія, що подається споживачам, тиск у теплофікаційній частині 4в повинен бути вищим ніж у першому контурі реактора.

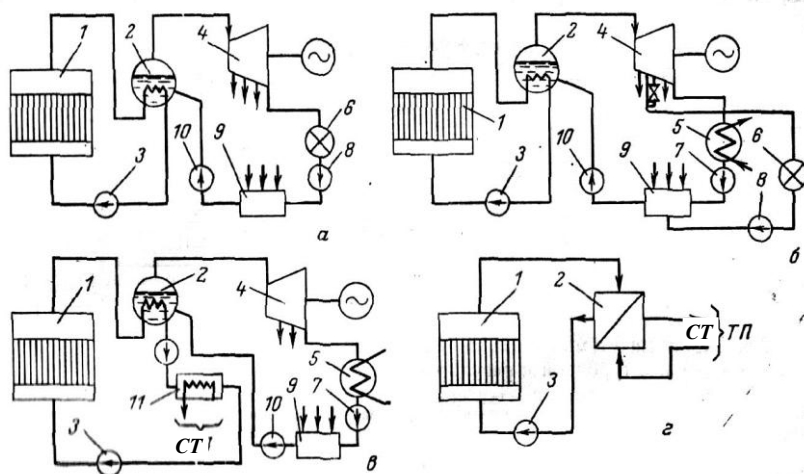


Рис. 4. Схеми АТЕЦ з парою турбіною з протитиском а); з регульованими відборами пари (б); з теплообмінником у першому контурі (в); а схема атомної станції тепlopостачання (г).
1-реактор; 2- ПГ; 3- циркуляційний насос; 4- турбогенератор; 5- конденсатор; 6- споживач тепла; 7- конденсатний насос; 8- насос зворотного конденсату; 9- регенеративні підігрівачі; 10- живильний насос; 11- теплообмінник; СТ - споживачі тепла.

Перспективними є АСТ у тому розумінні, що спеціалізовані реактори АСТ можуть працювати при низьких параметрах пари і бути відносно дешевими. При використанні сучасних систем безпеки АСТ можуть розміщатися безпосередньо біля споживачів тепла у межах міських конгломератів.

8 Завдання для самостійної роботи

1. Як розподіляють загальну витрату тепла на ТЕЦ? Запишіть і поясніть вирази для станційного ККД генерації електроенергії та теплоти.

2. Яким чином порівнюють витрати пари на конденсаційну та турбіну з регульованими відборами? Як розрахувати додаткову витрату пари необхідну для компенсації відбору? Наведіть приклад.

3. Запишіть і поясніть фізичний зміст коефіцієнта недовиробітку потужності парою відбору.

4. Запишіть і поясніть енергетичне рівняння турбіни з протитиском. Отримайте на підставі цього рівняння вираз для питомого виробітку електроенергії стосовно теплового споживання ($e_T = N_e/Q_T$).

5. Поясніть фізичний зміст коефіцієнта цінності теплоти відбору та запишіть його вираз. Порівняйте з коефіцієнтом недовиробітку потужності.

6. Проаналізуйте залежність різниці витрат теплоти на виробництво електроенергії в конденсаційній та теплофікаційній турбінах від величин виробітку електроенергії та відбору пари.

7. Запишіть та поясніть загальне співвідношення між абсолютним електричним, електричним та тепловим ККД ТЕЦ. Чи характеризує абсолютний електричний ККД ПТУ ефективність комбінованого виробництва електроенергії?

8. Запишіть вирази для питомої витрати умовного палива на виробіток електроенергії для роботи ТЕЦ в конденсаційному та теплофікаційному режимах. Те ж саме для відпуску тепла.

9. Порівняйте режими роботи комбінованого та розділеного виробітку електроенергії. Запишіть і поясніть вираз для питомої економії умовного палива у цих двох режимах.

10. Зобразіть і поясніть основні схеми АТЕЦ з паровими турбінами з протитиском. Поясніть, що таке і які перспективи у АСТ.

11. Абсолютний електричний ККД бруто блока ТЕЦ потужністю 200 МВт 36%, а електричний ККД 85%. Розрахуйте частку тепла, що подається споживачу та теплопродуктивність ТЕЦ. Нарисуйте теплову схему ТЕЦ та вкажіть тип турбіни, що використовується на ТЕЦ.

12. Абсолютний електричний ККД бруто блока ТЕЦ потужністю 150 МВт 37%, а електричний ККД 80%. Розрахуйте теплову потужність, що подається на турбіну і частку тепла відведеного споживачу. Вкажіть тип теплофікаційної турбіни, що використовується на ТЕЦ.

13. Розрахуйте питомі затрати умовного палива на КЕС за умови, що електричний ККД бруто блока потужністю 250 МВт 39%. Визначіть теплове забруднення довкілля КЕС впродовж доби.

14. Абсолютний електричний ККД бруто блока ТЕЦ потужністю 300 МВт 37%, а електричний ККД 85%. Розрахуйте теплопродуктивність ТЕЦ та визначіть питомі затрати умовного палива на електроенергію та тепло, якщо $\eta_{ку} \cdot \eta_{тр} = 0.75$.

15. Обчисліть річну потребу у ЯП для реакторів ВВЕР-440 та ВВЕР-1000 при умові, що $T_{вст} = 6500$ год., електричний ККД бруто для ВВЕР-440 0.32, а для ВВЕР-1000 він рівний 0.34.

16. Обчисліть річну потребу у ЯП для АСТ з реактором ВВЕР-100 при умові, що $T_{оп} = 3500$ год., ККД бруто для ВВЕР-100 $\eta_p = 0.97$ при графіку теплопостачання 35/90 °C та витраті теплоносія $G = 43200 \text{ м}^3/\text{год}$.

Література

Топольницький М. В. Атомні електричні станції. Львів : видавництво "Бескид Біт", 2005. 523 с.

2. Стерман Л. С., Лавыгин В. М., Гришин С. Г. Тепловые и атомные электрические станции. Москва : Изд. МЭИ. 2000. 408 с.

3. Тепловые электрические станции : навчально-методичний посібник для студентів для спеціальності «Теплоенергетика» денного та заочного відділення / О. Е. Машанова. Запоріжжя, ЗДІА, 2018. 150 с.

4. Энергетика и охрана окружающей среды./ Под ред. Н. Г. Залогина и др. Москва : Энергия, 1979. 342 с.

Тема 5 Розрахунок деаераційних установок

Задовільний стан пароводяного тракту електростанції щодо корозії обладнання забезпечується дотриманням правильного водного режиму та видаленням корозійно-агресивних газів з живильної води і конденсату. Живильна вода, наприклад, для парових котлів ТЕС з паром надкритичних параметрів відповідно до Правил технічної експлуатації електростанцій (ПТЕ) повинна мати твердість не більшу від 0.2 мк-екв/кг, вміст кисню менший 10 мкг/кг, а її питома електропровідність повинна бути меншою від 0.3 мкСм/см. Дотримання таких норм для всіх режимів роботи обладнання дозволяє уникнути виносу продуктів корозії у зону високотемпературних поверхонь нагріву, зв'язаного з цим погіршення теплообміну та пониження надійності роботи, а також запобігти пітінговій (виразковій) корозії у пароводяному тракті.

1 Механізм деаерації води

У конденсаті живильної та воді підживлення містяться агресивні гази (кисень, вуглекислий газ та ін.), які викликають корозію обладнання і трубопроводів електростанції. Вони надходять у пароводяний тракт переважно у конденсаторі турбіни та у вакуумній частині системи регенерації. Найактивнішим щодо корозії металів є кисень, тим більше що його вміст у повітрі та розчиненим у воді значний. Вуглекислота викликає корозію самостійно, а також діє як каталізатор агресивного впливу кисню, сприяє забрудненню пароводяного тракту сполуками заліза і міді, які потім відкладаються на трубах парових котлів. Вуглекислота міститься у пароводяному тракті у вільному стані та у вигляді бікарбонатних і карбонатних сполук, що розкладаються під впливом високої температури (бікарбонат натрію) або гідролізуються з утворенням вільної вуглекислоти (карбонати).

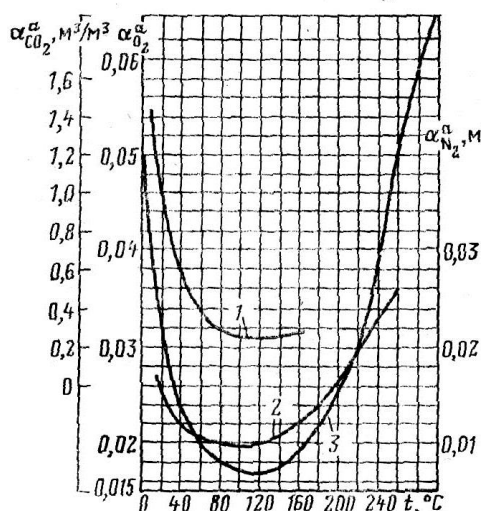


Рис 1. Залежність коефіцієнтів абсорбції від температури води для O_2 , CO_2 та N_2 . Крива 1 – CO_2 ; крива 2 – N_2 ; крива 3 – O_2 .

Для видалення розчинених у воді газів на паротурбінних електростанціях застосовують **термічну деаерацію** води. Кисень, який залишився у воді після термічної деаерації, додатково знешкоджують, зв'язуючи його хімічними реагентами (гідразин-гідратом $N_2H_4 \cdot H_2O$ або його солями). Основними факторами, які визначають рівноважну концентрацію газів у воді, є:

- тиск та температура води;
- кількісний склад газової суміші;
- фізична природа газу.

Рівноважна масова концентрація розчинених у рідині газів c_r , мг/кг, для ідеального розчину за законом Генрі пропорційна до парціального тиску p_r у газовій фазі над розчином:

$$c_r = K_r \cdot p_r, \quad (1)$$

K_G – константа Генрі, мг/(кг·Па), котра залежить від температури і не залежна від кількісного складу і тиску у системі. Вираз (1) можна представити через коефіцієнт абсорбції газу $\alpha^a = V_G/V_B$

$$c_G = \alpha^a \frac{\rho_G \cdot p_G}{\rho_B \cdot p_0} \cdot 10^6, \quad (2)$$

ρ_G, ρ_B – густина газу та повітря, кг/м³; V_G, V_B – об'єми розчиненого газу і води, м³, $p_0 = 0.101$ МПа.

Отже, масова концентрація розчиненого кисню у воді, мг/кг, рівна:

$$c_{O_2} = \alpha_{O_2}^a \cdot \frac{\rho_{O_2} \cdot p_{O_2}}{\rho_B \cdot p_0} \cdot 10^6, \quad (2a)$$

Залежність коефіцієнта абсорбції від температури для різних газів приведена на рис. 1.

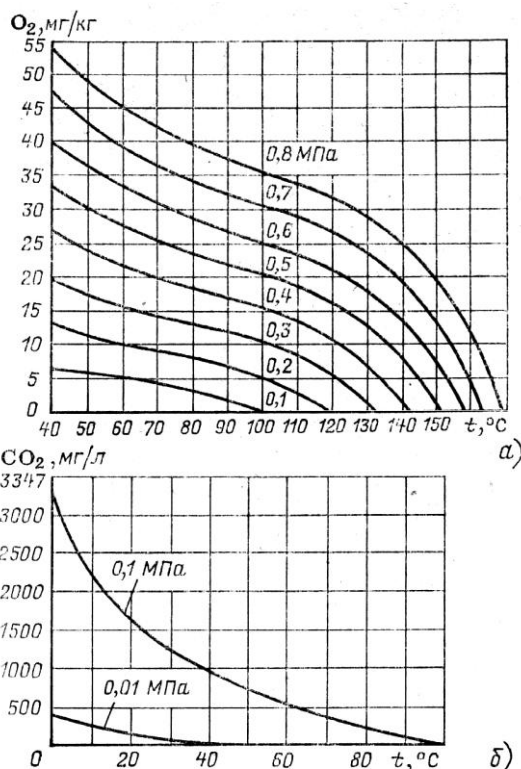


Рис. 2. залежність розчинності кисню (а) та вуглекислого газу (б) від температури для різних тисків.

газів та водяної пари: $p = \sum p_G + p_{H_2O}$.

Отже, необхідно збільшувати парціальний тиск водяної пари над поверхнею води, домагатися, щоб $p_{H_2O} \approx p$, і внаслідок цього отримати $\sum p_G \approx 0$. Коли температура води підвищена до температури насичення, парціальний тиск водяної пари над рівнем води практично рівний повному тиску над водою, парціальний тиск інших газів зменшується до нуля і вода звільнюється від розчинених у ній газів, див. рис.

2. Недогрів води до температури насичення при

Повністю видалити розчинені у воді газу практично неможливо. Видалення газів з води відбувається до того моменту, поки рівноважний парціальний тиск, що відповідає його концентрації у рідкій фазі, переважає парціальний тиск цього газу p_G у газовій фазі над розчином. **Отже, для деаерації води і видалення (десорбції) агресивних газів необхідно знижувати їх парціальний тиск над рідиною.** Це можливо здійснити або пониженням загального тиску газової суміші над водою, або перерозподілом парціальних тисків газів при постійному тиску газової суміші. Другий спосіб універсальний і не вибірковий щодо окремих газів, які присутні у воді. Він ґрунтується на тому, що абсолютний тиск над рідкою фазою являє собою суму парціальних тисків

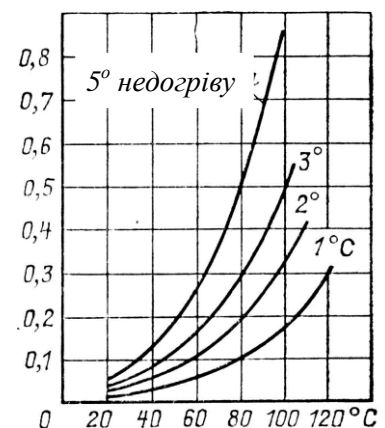


Рис. 3. Залежність залишкової концентрації кисню від температури деаерації та недогріву води.

даному тиску збільшує залишковий вміст у ній газів, зокрема кисню, див. рис. 3.

Термічна деаерація води забезпечується у спеціальному теплообміннику зі змішуванням теплоносіїв – *деаераторі*, де аерація поєднується з підігрівом живильної води. Порівняно з видаленням O_2 десорбція CO_2 є більш складною задачею, оскільки у процесі підігріву води кількість вуглекислого газу в ній збільшується внаслідок розкладу бікарбонатів і гідролізу утворених карбонатів.

2 Типи деаераторів

Термічні деаератори паротурбінних установок електростанцій поділяють *за призначенням*:

1. Деаератори живильної води парових котлів.
2. Деаератори живильної води та зворотного конденсату зовнішніх споживачів.
3. Деаератори живильної води теплових мереж.

За тиском гріючої пари:

1. Деаератори підвищеного тиску ДП, які працюють при тиску 0.6 – 0.8 МПа, а на АЕС – до 1.25 МПа і які служать деаераторами живильної води АЕС.
2. Атмосферні деаератори (ДА), які працюють при тиску 0.12 МПа.
3. Вакуумні (ДВ), у яких деаерація відбувається при тискові нижчому від атмосферного: 7.5 – 50 кПа.

За способом обігріву деаерованої води:

1. Деаератори змішувального типу зі змішуванням гріючої пари та деаерованої води, що нагрівається. Цей тип деаераторів застосовується на всіх без винятків ТЕС і АЕС.

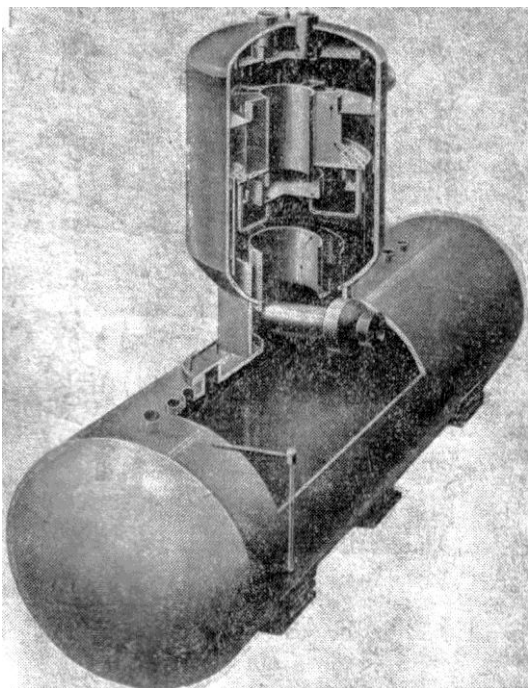


Рис. 4. Загальний вигляд струминно-барботажного деаератора ЦКТІ.

2. Деаератори перегрітої води з зовнішнім попереднім нагрівом води відібраною парою.

За конструкцією (за принципом утворення міжфазної поверхні):

1. Деаератори з поверхнею контакту, яка утворюється у процесі руху пари і води:
 - а) струменево-барботажні;
 - б) плівкового типу з неупорядкованою насадкою;
 - в) струменевого (тарілчастого) типу.
2. Деаератори з фіксованою поверхнею контакту фаз (плівкового типу з впорядкованою насадкою).

Найважливіше значення для роботи електростанцій мають деаератори живильної води парових котлів (ДЖВ).

У деаераторі струминного типу вода, яка деаерується, подається в деаераційну

колонку через змішувальну камеру на верхню розподільчу тарілку кільцеподібної форми; через отвори діаметром 5 – 8 мм у днищі цієї тарілки вода падає у вигляді дощу на наступну, розташовану під нею дископодібну тарілку (сито) і т.д. Застосовують від двох до п'яти тарілок, розташованих одна під одною на відстані 400 – 1200 мм. Деаератори змішувального типу найчастіше облаштовуються охолоджувачами пароповітряної суміші (випару), які включені на ввіді води, що деаерується. В охолоджувачі випару пара конденсується і конденсат повертається у деаератор. Повітря виводиться в атмосферу безпосередньо, якщо в деаераторі підтримується надлишковий тиск, або через пароповітряний ежектор, якщо деаератор вакуумний.

Деаерована вода збирається під деаераційною колонкою в **деаераторному (акумулюючому) баці циліндричної форми**, розміщеному горизонтально, див. рис. 4. Деаераторні баки призначені в основному для створення запасу живильної води, який забезпечує надійне живлення парових котлів протягом деякого визначеного часу (кількох хвилин), тобто виконує функцію демпферної ємності у пароводяному тракті.

9.3 Схеми включення та тепловий розрахунок деаераторів

Вибір місця підключення деаератора серед інших регенеративних підігрівачів – важливе завдання. Підвищення тиску і температури води за деаератором зменшує число підігрівачів високого тиску (ПВТ). Проте з підвищенням температури води збільшується її питомий об'єм і потужність приводу живильного насоса (на 6% при переході від $p_d = 0.6$ МПа до $p_d = 1.12$ МПа). Збільшення тиску пари у деаераторі робить деаератор дорожчим через потовщення стінок колонки і деаераторного бака.

Застосовують різні схеми під'єднання деаератора до відборів турбіни залежно від його призначення та типу електростанції. На КЕС використовують такі схеми підключення, див. рис. 5.

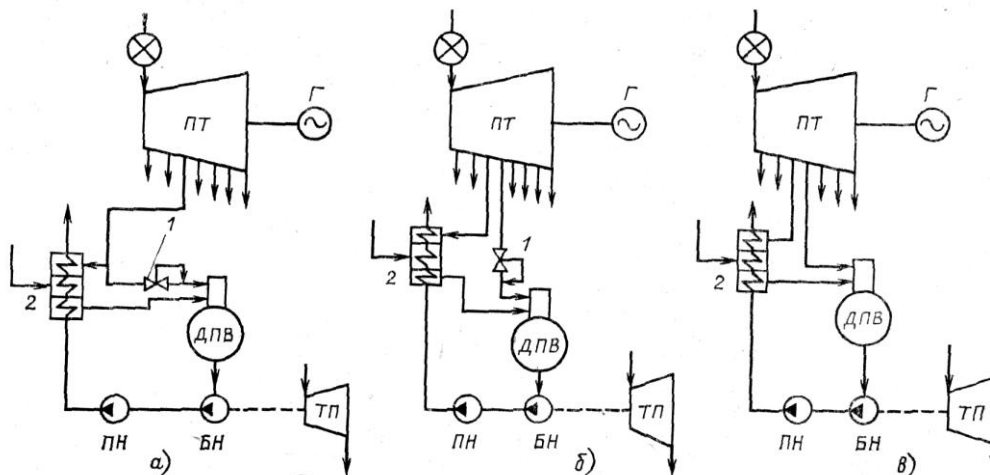


Рис. 5. Схеми включення деаераторів живильної води.

а – попередньо включений аератор; *б* – деаератор як самостійний РПЗ; *в* – деаератор у режимі ковзного тиску. 1 – регулятор тиску; 2 – ПВТ; 3 – турбопривід ЖН; ДПВ – деаератор поверхневий вакуумний; БН – бустерний насос.

1. Деаератор працює при постійному тиску.

а) схема попереднього підключення, рис. 5а – деаератор приєднують через дросельний регулюючий клапан до регенеративного відбору, який живить парою наступний за ходом води поверхневий регенеративний підігрівач (ПВТ). Сумарний підігрів у ПВД і деаераторі повинен відповідати економічно-доцільному підігріву води у даному ступені. В цьому випадку таке включення деаератора, не зважаючи на дроселювання пари, не погіршує економічність схеми. Цей спосіб включення деаератора застосовується у тепловій схемі турбоустановок К-100-90, К-210-130, К-220-44, К-500-160 ЛМЗ; К-300-240 та К-1000-60/1500 ХТЗ;

б) деаератор на *окремому* регенеративному відборі пари, рис. 5б. Тиск пари у відборі при номінальному навантаженні приймають приблизно на 30% вищим від тиску пари у деаераторі, що дозволяє працювати без переключення на одному і тому ж відборі у діапазоні навантажень приблизно від 70 до 100% номінального. При подальшому пониженні навантаження передбачають переключення деаератора на живлення парою з попередніх відборів. **У пускових режимах енергоблоків деаерацію живильної води здійснюють парою з колектора пари „власних потреб”.**

2. Деаератор працює на ковзному тиску, рис. 5в. Постійний тиск пари, що штучно підтримується у деаераторі, сприяє його хорошій роботі, але порушує оптимальний розподіл регенеративного підігріву живильної води. Приєднання деаератора тільки до одного регенеративного відбору пари без регулятора тиску і відповідної арматури дозволяє працювати в режимі змінного тиску.

На опалювальних ТЕЦ деаератор живильної води працює при постійному тиску переважно за схемою попереднього включення (Т-110-130, Т-175-130, Т-180-130). При використанні на промислово-опалювальних ТЕЦ турбін типів ПТ і Р деаератор приєднують за схемою попереднього включення до регулюючого промислового відбору пари (Р-50-130, Р-100-130, ПТ-60-130, ПТ-135-130). На цих ТЕЦ через значні втрати робочого тіла зазвичай застосовують двоступеневу деаерацію води. Першим ступенем є атмосферний деаератор на парі з регенеративного відбору турбіни, після якого живильна вода подається у лінію основного конденсату; другий ступінь деаерації – деаератор живильної води. Для кращого використання низькопотенційних регенеративних відборів пари останнім часом для деаерації живильної води на ТЕЦ використовують вакуумні деаератори.

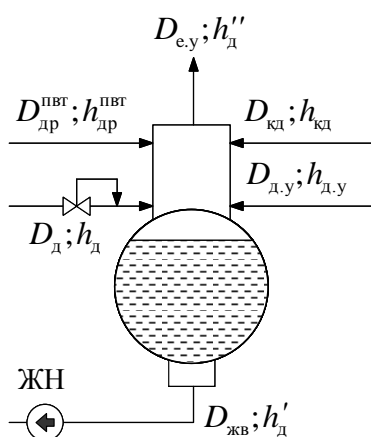


Рис. 6. Схема до теплового розрахунку деаератора живильної води.

До деаератора живильної води, див. рис. 6, підводять потоки основного конденсату турбіни після ПНТ - $D_{кд}$, дренажів пари із ПВТ - $D_{др}^{ПВТ}$, гріючої пари деаератора - $D_д$, пари з ущільнення стопорно-регулюючих клапанів і ущільнень турбіни $D_{д,у}$; у окремих випадках (на електростанціях з барабанными котлами) – також пару розширювачів безперервної продувки та ін. З деаератора відводиться потік живильної води $D_{пв}$, а крім цього – пара на кінцеві ущільнення турбіни і на ежектори конденсатора і ущільнення

турбіни D_{ey} , пароповітряна суміш випарів деаератора. Внаслідок малих величин останнім можна знехтувати у тепловому і матеріальному балансах.

Тепловий розрахунок деаератора, як і будь-якого іншого підігрівача зі змішуванням, передбачає складання і розв'язок рівнянь матеріального і теплового балансів. Матеріальний баланс деаератора (без врахування випарів і протікання води з ущільнень бустерного та живильних насосів) має вигляд:

$$D_{жв} + D_{ey} = D_{кд} + D_{ду} + D_{д} + D_{др}^{ПВТ}, \quad (3)$$

$D_{жв}$ – витрата живильної води; D_{ey} – витрата пари на ежекторну установку; $D_{кд}$ – основний потік конденсату після ПНТ; $D_{ду}$ – дренажі ущільнень регулюючих клапанів ПТУ; $D_{д}$ – витрата грючої пари на деаератор; $D_{др}^{ПВТ}$ – витрата дренажів пари з ПВТ. Рівняння (3) представимо у частках витрати пари на турбіну:

$$\alpha_{жв} + \alpha_{ey} = \alpha_{кд} + \alpha_{ду} + \alpha_{д} + \alpha_{др}^{ПВТ}. \quad (3a)$$

$\alpha_{ж.в.}$ – частка витрати живильної води; α_{ey} – частка витрати води на ежекторну установку; $\alpha_{кд}$ – частка витрати дренажів конденсатора; $\alpha_{ду}$ – частка витрати дренажів ущільнень; $\alpha_{д}$ – частка витрати на деаератор; $\alpha_{др}^{ПВТ}$ – частка витрати дренажів з ПВТ. Рівняння теплового балансу деаератора:

$$D_{жв} \cdot h'_{д} + D_{ey} \cdot h''_{д} = D_{кд} \cdot h_{кд} + D_{ду} \cdot h_{ду} + D_{д} \cdot h_{д} + D_{др}^{ПВТ} \cdot h_{др}^{ПВТ}, \quad (4)$$

Аналогічно, у частках витрати пари на турбіну:

$$\alpha_{жв} \cdot h'_{д} + \alpha_{ey} \cdot h''_{д} = \alpha_{кд} \cdot h_{кд} + \alpha_{ду} \cdot h_{ду} + \alpha_{д} \cdot h_{д} + \alpha_{др}^{ПВТ} \cdot h_{др}^{ПВТ}. \quad (4a)$$

3 рівнянь (3) і (4), або з (3a) і (4a) визначають $D_{д}$ і $D_{кд}$ або $\alpha_{д}$ і $\alpha_{кд}$.

5 Завдання для самостійного розв'язку

1. Які параметри якості води допустимі для блоків надкритичних параметрів? Перелічіть їх.

2. Навіщо потрібна така якість живильної води? Що буде у випадку погіршення якості води, наприклад, підвищення концентрації кисню чи вуглекислоти у пароводяному тракці ТЕС?

3. Чому вуглекислоту видалити з пароводяного тракту складніше ніж кисень та інші гази? Поясніть це використовуючи схеми реакцій розпаду бікарбонатів з ростом температури.

4. Від чого залежить дегазація живильної води? При якій температурі відбувається найповніша дегазація і чому?

5. Як залежить розчинність кисню та вуглекислоти від тиску та температури? Зобразіть приблизно цю залежність.

6. Для чого потрібні деаератори? Які типи деаераторів вам відомі? За якими ознаками класифікують деаератори?

7. Опишіть будову та роботу деаератора підвищеного тиску струминного типу? Чому деаератор називають струминним?

8. Які ви знаєте схеми включення деаераторів і чим вони відрізняються за умовами роботи, зокрема за тиском?

9. Чим визначається вибір місця підключення деаератора за ходом відборів пари? Яку роль крім деаерації води виконує деаератор?

10. Запишіть і поясніть рівняння речовинного та теплового балансів деаератора та які величини визначають з цих рівнянь при розрахунках? Використовуючи ці рівняння визначіть в загальному вигляді D_d і D_{kd} . Вкажіть, які величини потрібно знати, щоб отримати числові значення цих параметрів?

11. Розрахуйте залежність коефіцієнту Генрі від тиску та температури води, використовуючи формули (1) та (2) і дані рис.2.

12. Визначіть рівноважну (залишкову) концентрацію кисню для недогріву води на рис. 3 та парціальний тиск, що відповідає цій концентрації для температури деаерації 100°C .

Література

1. Стерман Л. С., Лавыгин В. М., Гришин С. Г. Тепловые и атомные электрические станции. Москва : Изд. МЭИ. 2000. 408 с.

2. Топольницький М. В. Атомні електричні станції. Львів : видавництво "Бескид Біт", 2005. 523 с.

3. Тепловые электрические станции : навчально-методичний посібник для студентів для спеціальності «Теплоенергетика» денного та заочного відділення / О. Е. Машанова. Запоріжжя, ЗДІА, 2018. 150 с.

4. Екологічна безпека як головний принцип роботи РАЕС.

URL: http://www.energoatom.kiev.ua/ua/actvts/nuclear/ ecology /44921-ekologchna_bezpeka_yak_osnovniyi_printcip_roboti_raes/

Тема 6 Розрахунок режимних параметрів КТ ТЕС і АЕС

Замкненість пароводяного робочого контуру ТЕС та другого контуру АЕС досягається конденсацією відпрацьованої пари у *конденсаторі турбіни (КТ)*. Цей процес відбувається при постійному тиску завдяки передачі тепла конденсації пари воді охолодження. Відомо, що *чим нижча температура конденсації, тим нижчий тиск у конденсаторі і вища теплова економічність паротурбінної установки при незмінних початкових параметрах*. Це зв'язано з тим, що характеристики водяної пари такі, що розширення пари у турбіні до тисків, менших від атмосферного, дозволяє збільшити тепलोперепад на 25 – 35 % залежно від початкових параметрів пари. Тому завданням конструкторів та персоналу ТЕС та АЕС є *досягнення і підтримання економічно обґрунтованого вакууму* у вихлопному патрубку турбіни і в самому конденсаторі.

1 Основні елементи та робота конденсаційної установки

Конденсатор ПТ є пароводяним теплообмінником через трубну дошку якого циркулює вода охолодження, а в міжтрубний простір подається пара з вихлопного патрубка турбіни, яка конденсується на трубках, див. рис 1.

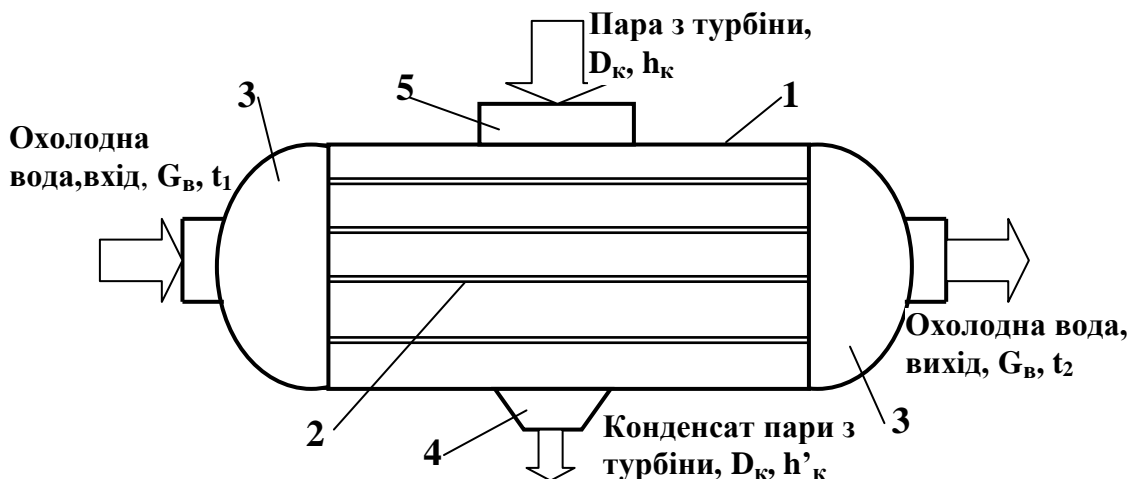


Рис. 1 . Технологічна схема конденсатора турбіни.

1 – корпус; 2 – трубна дошка (поверхня нагріву); 3 – водяні камери (поворотні); 4 – конденсатозбірник; 5 – горловина конденсатора.

Вода охолодження прокачується через трубки конденсатора циркуляційним насосом. Конденсат, що утворився, стікає у нижню частину конденсатора (конденсатозбірник і конденсатним насосом повертається у робочий контур. Схема включення КТ в низькотемпературний контур ПТУ показана на рис. 2.

Внаслідок розрідження у паровому просторі конденсатора через нещільності з'єднання турбіни з конденсатором та мікротріщини у корпусі постійно поступає повітря з навколишнього середовища. *Розрідження у вихлопному патрубку турбіни і у конденсаторі підтримують пароструминним ежектором*, який працюючи безперервно і відсмоктуючи повітря разом з деякою кількістю пари забезпечує вакуум, див. рис.2. Вакуум у конденсаторі впливає на теплову ефективність станції. *Зниження тиску в конденсаторі з 0.004 до 0.003 МПа можна збільшити ККД установки приблизно на 2% і, навпаки, збільшення тиску з 0.004 до 0.007 МПа призведе до зменшення ККД більше ніж на 1%.*

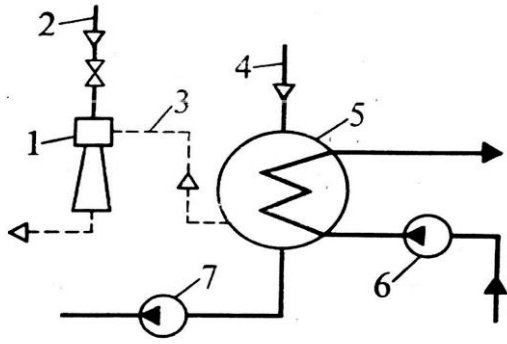


Рис. 2. Принципова схема конденсаційної установки. 1-пароструминний ежектор; 2-ввід пари до ежектора; 3-відсмоктування пароповітряної суміші; 4-пара з турбіни; 5-поверхневий конденсатор; 6-циркуляційний насос; 7-конденсатний насос.

15 до 33°C влітку. Якщо прийняти нагрів води у конденсаторі ~10°C, то вихідна температура води влітку буде в межах від 25 до 43°C. За графіком залежності температури від тиску пари (рис. 4) можна встановити, що тиск у конденсаторі при цьому буде змінюватися у межах 0.0033-0.006 МПа. Теплообмін через товщу матеріалу трубок вимагає додаткового перепаду температур δt (див. рис. 3), який приймають рівним 3-5 °С, рідко до 10°C. З врахуванням цього тепловий баланс конденсаційної установки можна представити у вигляді

$$D_k \cdot (h_k - h'_k) = W \cdot (h_{ox2} - h_{ox1}), \quad (1)$$

D_k - витрата пари через конденсатор, кг/с; h_k і h'_k - відповідно ентальпії пари після турбіни і конденсату після конденсатора, кДж/кг; W - витрата циркуляційної води охолодження, кг/с; h_{ox1} і h_{ox2} - ентальпії цієї води до і після конденсатора, кДж/кг.

У рівнянні (1) знехтувано втратою теплоти у навколишнє середовище, оскільки вона незначна порівняно з D_k . Вираз (1) можна переписати так:

$$m = \frac{W}{D_k} = \frac{(h_k - h'_k)}{(h_{ox2} - h_{ox1})} \quad (2)$$

або

$$m = \frac{W}{D_k} = \frac{(h_k - h'_k)}{(t_{ox2} - t_{ox1}) \cdot c_p^B}. \quad (2a)$$

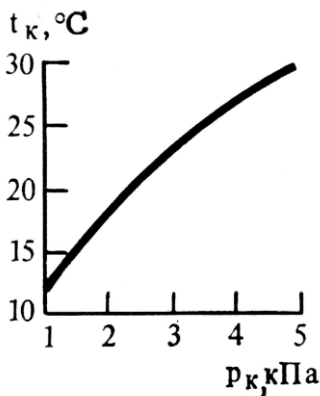


Рис. 4. Залежність температури конденсації від тиску в конденсаторі.

Конденсація пари у конденсаторі зумовлює нагрів циркуляційної охолодної води від початкової температури t_{ox1} до кінцевої t_{ox2} , див. рис. 3, температура конденсації завжди перевищує t_{ox2} і у ефективних конденсаторів може лише наближатися до неї. Температура води охолодження на вході у конденсатор t_{ox1} залежно від вибраної системи технічного водопостачання і кліматичної зони розміщення станції змінюється у межах від 5 до 15°C взимку та від

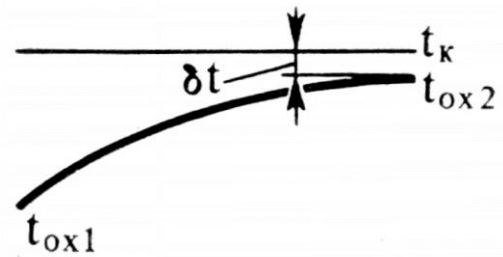


Рис. 3. Залежність температури води охолодження від її ходу у трубках конденсатора.

Величина m (2), що рівна відношенню витрати води охолодження до витрати конденсату,

називається кратністю охолодження.

Теплоємність води $c_{вр} = 4.18$ кДж/кг і в малому інтервалі температур $t_{ох}$ практично стала. Тоді, залежно від кратності охолодження, з рівняння (2а) вихідна температура води охолодження

$$t_{ох2} = t_{ох1} + \frac{h_k - h'_k}{4.18 \cdot m}. \quad (3)$$

Оскільки температура конденсату $t_k = t_{ох2} + \delta t$, то з врахуванням (3) можна записати

$$t_k = t_{ох1} + \delta t + \frac{h_k - h'_k}{4.18 \cdot m}. \quad (4)$$

З рівняння (4) випливає, що температура (тиск) конденсації, а значить і внутрішній ККД ПТУ залежить від **початкової температури води охолодження, виду джерела, системи водопостачання, та від пори року.**

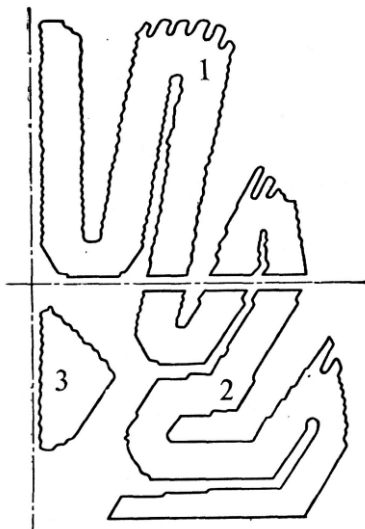


Рис. 5. Компонування трубок конденсатора у вигляді стрічки. 1-трубки другого ходу води; 2-трубки першого ходу; 3-трубки охолоджувача пароповітряної суміші.

паровий опір конденсатора.

Компонування теплообмінної поверхні приймається «стрічковим», див. рис. 5, з широкими проходами для пари. На рисунку зображена права половина конденсатора (ліва їй симетрична). Кожна половина складається з двох частин – верхньої і нижньої. Таким чином, конденсатор складається з чотирьох приблизно однакових частин. Зі сторони води конденсатор двоходовий: у нижній частині іде перший хід води, а у верхній – другий. При довжині трубок 9 м загальна довжина конденсатора 14 м. При двопоточних ЦНТ конденсатори зазвичай мають парові патрубки розміщені з двох боків по довжині. Конденсатор конструюють з падаючим потоком пари і відсмоктуванням пароповітряної суміші з центральної частини нижньої половини КТ, де температура води менша. Переважно КТ розміщують під турбіною (підвальне розташування). Зі збільшенням продуктивності КТ таке їх розміщення стає складним. Це насамперед стосується атомних електростанцій, оскільки витрати пари для них більші, ніж на звичайних.

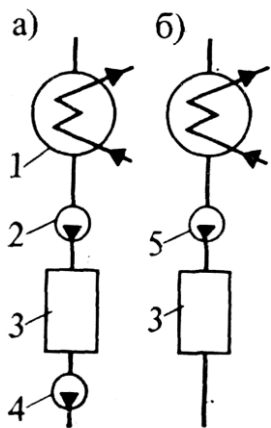


Рис. 6. Схеми включення конденсатних насосів: а-два підйоми б-один підйом.

1-конденсатор; 2- конденсатний насос першого підйому; 3- конденсатоочистка; 4- конденсатний насос другого підйому; 5 – конденсатний насос.

деаераторі і опір регенеративної системи і тракту від конденсатора до деаератора. Якщо застосовується 100% конденсатоочистка, то використовують двопідйомні конденсатні насоси. Після конденсатора встановлюють конденсатні насоси першого підйому (КН I), а після конденсатоочистки - другого підйому (КН II), рис. 6. Насос першого підйому долає опір тракту до конденсатоочистки та її фільтрів; насос другого підйому – опір решти тракту до деаератора, тобто його напір більший, ніж першого підйому. Основні дані щодо КТ, які працюють на насиченій парі, представлені у табл. 1.

Таблиця 1

Двоходові конденсатори для парових турбін насиченої пари.

Тип турбіни	Тип конденсатора	Поверхня теплообміну, м ²	Витрата пари в конденсаторі, т/год	Число конденсаторів на турбіну, шт.	Розрахункова температура води охолодження, °С	Розрахунковий вакуум, кПА
К-220-44	К-12150	12150	365	2	22	5.1
К-500-65/3000	К-10120	10120	435	4	12	3.6
К-750-65/3000	К-16100	16100	600	4	15	4.4
К-1000-60/1500	К-45600	45600	1725	2	15	3.9
К-1000-60/3000	КЦ-1000	22000	765	4	20	4.9

3 Відкладення на трубках КТ

Для протидії відкладенням застосовують хімічну (стабілізаційну) обробку води та механічну очистку трубок конденсатора за допомогою спеціальних шомпольних пристроїв або високонапірними гідропістолетами.

Від м'яких відкладень застосовується очистка трубок пористими кульками „на ходу”, тобто при працюючому конденсаторі, див. рис. 7.



Рис.7. Схема очистки конденсаторів пористими кульками
 1- конденсатор; 2- уловлювач кульок з сіткою; 3- ежектор.

Система кулькової очистки складається з водяного ежектора 3, сітки для уловлювання кульок 2 та транспортних трубопроводів. Кульки виготовляють з пористої синтетичного матеріалу стійкого до зносу діаметром на 1 – 2 мм більшим від діаметра трубок. Їх через спеціальний шлюз завантажують у вхідну камеру

конденсатора з якої вони потоком води розносяться по трубках і стирають з їх внутрішньої поверхні осад.

У вихідній камері вони виловлюються сіткою і ежектором знову подаються у вхідну камеру, див. рис. 7. *Система кулькової очистки (СКО) ефективна у випадку намулоподібного осаду та при високій початковій чистоті трубок.* Якщо осад має кристалічну структуру типу CaCO_3 , то застосовують пористі кульки з корундовим вінцем, який повинен зішкрябувати його, що не завжди ефективно.

У цьому випадку найефективнішими є стабілізаційні заходи, що ґрунтуються на зменшенні тимчасової твердості оборотної води (підкислення мінеральними кислотами) та її обробці комплексонами, диспергантами та іншими стабілізаторами.

4 Завдання для самостійної роботи

1. Накресліть схему конденсаційної установки та поясніть роботу кожного елемента. Наскільки і чому важливо підтримувати вакуум у КТ?

2. Запишіть рівняння теплового балансу у КТ. Чи залежить температура води на виході з конденсатора від кратності охолодження?

3. Опишіть схеми компоновки трубок у КТ. Яка з відомих вам схем є оптимальною і чому?

4. Запишіть і поясніть вираз для температури конденсації пари у КТ. Які причини цього, що температура конденсації пари завжди більша від температури води охолодження?

5. Чому необхідне відсмоктування сторонніх газів з КТ? Внаслідок яких причин вони появляються у конденсаторі?

6. Яким чином запобігають втраті конденсату з газами, що відсмоктуються ежектором з конденсатора?

7. Навіщо потрібна і яким чином забезпечується деаерація конденсату? Накресліть відомі вам схеми деаерації у КТ.

8. Звідки і чому підсмоктується вода охолодження у конденсат? Чому це є негативним явищем? У яких межах таке підсмоктування допустиме?

9. Перелічіть та опишіть відомі вам способи запобігання впливу підсмоктування на якість конденсату. Як для цього змінюють будову конденсатора?

10. Опишіть компоновку трубок у КТ. Де і у якому випадку розміщуються КТ стосовно турбіни? Скільки ходів трубок буває у КТ? Опишіть будову КТ.

11. У якому випадку використовують бокове розміщення КТ? Які особливості у такому розміщенні та яка будова КТ у цьому випадку?

12. Накресліть схеми включення конденсатних насосів. Поясніть їх особливості. Чим небезпечно для КН підвальне розміщення конденсаторів?

13. Які негативні наслідки мають відкладення на трубках конденсаторів? Поясніть чому? Опишіть способи запобігання відкладенням.

14. Поясніть будову та принцип роботи СКО. У яких випадках її застосування найефективніше?

15. Розрахункове завдання

Розрахувати коефіцієнт теплопередачі(КТП) КТ для блока ВВЕР 440 з турбіною К-220-44 за умови, що (див. табл. 1) номінальна витрата пари на КТ $D = 365$ т/год., початкова температура води охолодження $t_{в1} = 22^\circ\text{C}$, нагрів води в КТ приймаємо $\Delta t_{в} = 9^\circ\text{C}$, тиск в паровому просторі КТ $P_2 = 5.1$ кПа, поверхня охолодження в КТ 12150м^2 , число КТ – два, питома теплоємність води $C_{в} = 4.18$ кДж/кгК.

Розв'язок

1. За таблицями насиченої пари знаходимо температуру конденсації пари $t_{к}$ та ентальпії пари та киплячої води при тиску $P_2 = 5.1$ кПа.

$$t_{к} = 33.25^\circ\text{C}; h_{к} = 2561.8\text{кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К}); h_{к}' = 139.24\text{кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К}).$$

2. З рис. 3 визначаємо температуру недогріву охолодної води в КТ,

$$\delta t = t_{к} - t_2 = 33.25 - (22+9) = 2.25^\circ\text{C}.$$

2. За формулою (2) визначаємо витрату води охолодження на один КТ,

$$G_{в} = D \cdot \frac{(h_{к} - h_{к}')}{(h_{\text{ox}2} - h_{\text{ox}1})} = \frac{365}{3.6} \cdot \frac{2561.8 - 139.24}{4.18 \cdot 9} = 6529\text{кг} / \text{с}.$$

3. За рівнянням теплового балансу КТ щодо охолодної води

$$C_{в} \cdot G_{в} \cdot \Delta t_{в} = K \cdot S \cdot \Delta t_{в} \cdot [\ln(\text{max}t/\text{min}t)]^{-1}$$

визначаємо КТП конденсатора,

$$K = \frac{C_{в}}{S} \cdot G_{в} \cdot \ln(\text{max}t/\text{min}t).$$

4. Розраховуємо

$$\text{max}t = t_{к} - t_{1в} = 33.25 - 22 = 11.25;$$

$$\text{min}t = t_{к} - t_{2в} = 33.25 - 31 = 2.25;$$

відповідно $\ln(\text{max}t/\text{min}t) = 1.61.$

4. Підставимо отриману величину у вираз для К,

$$K = \frac{C_{в}}{S} \cdot G_{в} \cdot \ln(\text{max}t/\text{min}t) = \frac{4.18 \cdot 10^3}{12150} \cdot 6529 \cdot 1.61 = 3616\text{Вт}/\text{м}^2\text{К}.$$

Відповідь: КТП КТ К-220-44 рівний $3616 \text{Вт}/\text{м}^2\text{К}$.

Завдання 15 виконувати за списком (1...5), використовуючи дані табл. 1.

Література

1. Стерман Л. С., Лавыгин В. М., Гришин С. Г. Тепловые и атомные электрические станции. Москва : Изд. МЭИ. 2000. 408 с.

2. Топольницький М. В. Атомні електричні станції. Львів : видавництво "Бескид Біт", 2005. 523 с.

Тема 7. Відкладення в теплообмінниках ТЕС і АЕС. Вплив відкладень в КТ на ККД ТЕС і АЕС

Оборотні системи охолодження (ОСО) є найбільш раціональними з точки зору використання води на ТЕС та АЕС і одночасно засобом уникнення хімічного і теплового забруднень водного басейну. Однак, внаслідок випаровування води та зв'язаного з цим концентруванням солей, а також підвищення температури оборотної води (ОВ), неоднорідностей гідродинамічного режиму у водоводах та охолоджувачах, оборотні системи мають специфічні недоліки [1, 2]:

1) карбонатні, сульфатні та силікатні відкладення на теплообмінних поверхнях і водоводах внаслідок концентрування відповідних солей;

2) біологічне обростання елементів конструкцій, зокрема грибами, мікроскопічними водоростями та дрейсною внаслідок підвищення температури оборотної води;

3) механічні відкладення грубодисперсних твердих домішок у гідродинамічно застійних зонах.

Склад і структура забруднень поверхонь теплообміну, а також інтенсивність їх утворення суттєво залежать від хімічного складу води, що використовується для охолодження. Якість ОВ регулюється нормативними документами [ДБН В.2.5-74:2013. Зовнішні мережі та споруди. Основні положення проектування], проте вимоги до якості води, що декларуються там недостатні для керування процесами утворення та росту відкладень.

1 Види та теплотехнічні наслідки відкладень

Прийнято вважати, див. рис. 1, що основними забруднювачами теплообмінних поверхонь є мінеральні відкладення (тверді форми CaCO_3 , CaSO_4 та Mg(OH)_2). В КТ, теплофікаційних та водогрійних котлах на поверхнях теплообміну переважно утворюється карбонатні відкладення CaCO_3 , а при температурах вищих від 130°C також гіпс CaSO_4 . На трубних системах парових котлів виділяються продукти корозії обладнання (Fe(OH)_2 , Fe_2O_3 , FeO , Fe_3O_4).

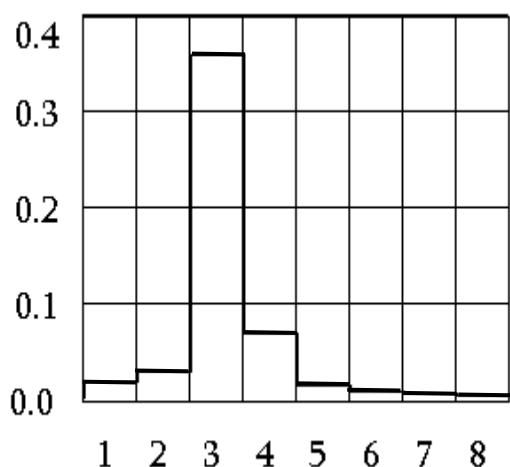


Рис. 1. Відносний склад відкладень на трубках конденсаторів за даними 22-х електростанцій [2]. 1 – SiO_2 , 2 – Fe_2O_3 , 3 – CaCO_3 , 4 – органічні сполуки, 5 – MgCO_3 , 6 – SO_4^{2-} , 7 – CaO , 8 – P_2O_5 .

Всі відкладення мають низький порівняно з конструктивними матеріалами коефіцієнт теплопровідності, див. табл. 1, і знижують коефіцієнт теплопередачі трубних систем, що призводить до перевитрати палива і пошкоджень трубних систем теплообмінників (ТО).

Розрізняють *первинні та вторинні* відкладення.

Первинні – кристалічні відкладення малорозчинних солей, що безпосередньо виділяються на поверхнях нагріву.

Вторинні – тверді частинки, що утворилися в об'ємі води і які

осідають у застійних зонах системи водоводів.

Дуже важливими з т.з. початку формування мінеральних відкладень та впливу на коефіцієнт теплопередачі є органічні відкладення у формі мікроскопічних та ниткоподібних водоростей і желеподібні відкладення кремнієвої кислоти, див. табл.1.

Таблиця 1

Дані про теплофізичні властивості матеріалу відкладень

Вид матеріалу	Властивості	Теплопров., Вт/(м·К)	Теплоємн., кДж/(кг·К)	Густина, кг/м ³
Котлова сталь - 20		54.3	0.46	7870
Відкладення з оборотної води на оливоохолоджувачах		1,26	0,95	1830
Відкладення на поверхні трубок газоохолоджувачів		1,27	0,97	2280
Відкладення на трубках конденсаторів		1,29	0,98	2250
Відкладення на трубках конденсаторів після фосфатування		0,91	0,81	1670
Тверді карбонатні відкладення		1,75	0,99	2380
Желеподібні відкладення органічної природи		0,82	3,46	1107
Желеподібні відкладення кремнійорганічної природи		1,08	3,90	1236
Залізоокисні відкладення на котлах		3,38	0,67	2960

Звертаємо увагу на дані табл. 1, з яких випливає, що желеподібні органічні та кремнієві відкладення мають коефіцієнт теплопровідності у 1.5 – 2.5 раз менший від карбонатних відкладень. Тому шар таких відкладень товщиною 0.5 – 1.3 мм еквівалентний щодо втрат коефіцієнта теплопровідності на шарі карбонатних відкладень 0.75 – 3.2 мм. Через те, що відкладення мають коефіцієнт теплопровідності у десятки раз нижчий ніж в конструкційних матеріалів, див. табл. 1, то їх наявність може у декілька раз знизити коефіцієнт теплопередачі теплообмінників.

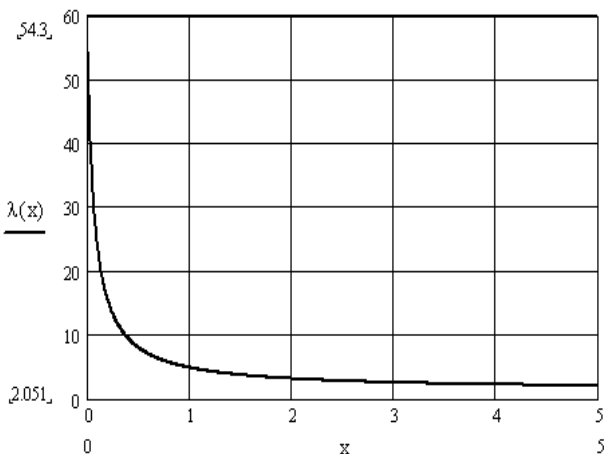


Рис. 2. Залежність теплопровідності стінки теплообмінника зі сталі 20, $\lambda_{ст} = 54.3$ Вт/м·К, покритої накипом товщиною x мм.

Коефіцієнт теплопровідності стінки зі сталі 20 товщиною $l_{ст}$, яка покрита шаром відкладень Δl , дається виразом:

$$\lambda = \lambda_{ст} \cdot \left(\frac{1}{1 + \Delta l / l_{ст}} + \frac{\Delta l / l_{ст}}{1 + \Delta l / l_{ст}} \cdot \frac{\lambda_{ст}}{\lambda_{в}} \right)^{-1} \quad (1)$$

Оскільки $\lambda_{ст} \gg \lambda_{в}$, то величина теплопровідності сандвіча «стінка + відкладення» помітно зменшується навіть при малій їх товщині, див. рис. 2, де відкладення товщиною 1 мм знижують теплопровідність сандвіча у 10 раз.

Відкладення на трубних системах котлів призводить до "перепалу" палива. На рис. 3 наведені дані Данської компанії "HYDRO-X", яка виробляє однойменний інгібітор відкладень, щодо перевитрат палива в теплофікаційних котлах внаслідок забруднення поверхонь теплообміну. За цими даними відкладення товщиною 3мм призводять до перевитрати палива на 24%.

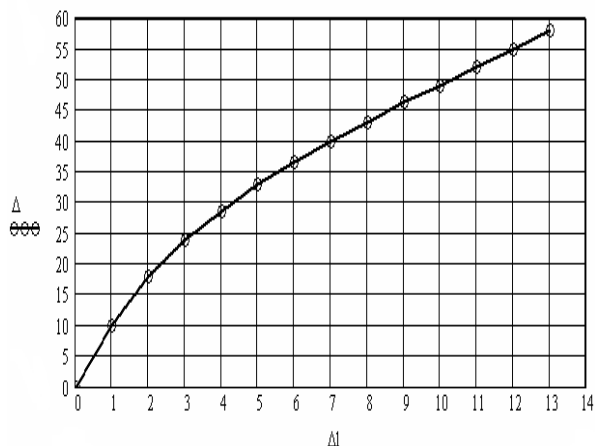


Рис. 3. Залежність перевитрати палива Δ % від товщини Δl (мм) карбонатних та залізоокисних відкладень на поверхнях теплообміну. Дані компанії "HYDRO-X".

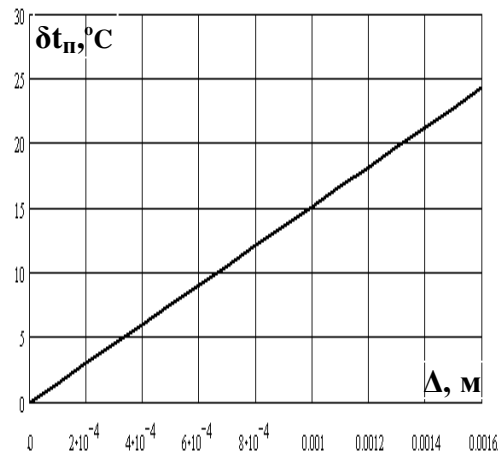


Рис. 4. Залежність приросту температури в паровому просторі КТ від товщини Δ відкладень на трубній системі.

2 Вплив відкладень в КТ на електричний ККД блоків ТЕС

Забруднення трубної системи КТ відкладеннями призводить до підвищення температури в паровому просторі КТ і, відповідно, тиску в ньому, що супроводжується зменшенням ККД блока [3]. Щоб визначити залежність зменшення ККД блока від товщини відкладень на трубках КТ, розрахуємо температуру в паровому просторі КТ залежно від товщини шару відкладень

$$\delta t_{\text{п}} \approx K_{\text{с}} \cdot \frac{\delta_{\text{в}}}{\lambda_{\text{в}}} \cdot (\delta t_{\text{тр}} + \delta t_{\text{п}} + \delta t_{\text{в}}) \quad (2)$$

$\delta t_{\text{тр}}$, $\delta t_{\text{п}}$, $\delta t_{\text{в}}$ – відповідно, перепади температури на трубках КТ, між паровим простором КТ і трубками та між трубками і водою охолодження. Оцінки дають [3]:

$$\delta t_{\text{тр}} \approx 1^{\circ}\text{C}; \quad \delta t_{\text{п}} \approx 4^{\circ}\text{C}; \quad \delta t_{\text{в}} \approx 3^{\circ}\text{C}.$$

Результат розрахунку $\delta t_{\text{п}}$ в паровому просторі КТ блока **К-300-240** залежно від товщини відкладень на ТС КТ $K_{\text{с}} = 2680 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, $\lambda_{\text{в}} = 1.43 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$, показано на рис. 4. Бачимо, що відкладення товщиною $\Delta=1.6\text{мм}$ призводить до зростання температури в паровому просторі КТ на 24°C . За (2) та таблицями стану насиченої пари розрахуємо залежність тиску (МПа) в КТ від товщини відкладень. Вона представлена інтерполяційною формулою,

$$P_2(\delta) = 10^{-3} \cdot [13.04 - 0.68 \cdot t(\delta) + 0.0133 \cdot t(\delta)^2], \quad t(\delta) = 30 + \delta t, \quad ^{\circ}\text{C}. \quad (3)$$

Залежність втрати електричного ККД блока **К - 300-240** від товщини відкладень показана на рис. 5. Відкладення товщиною в 1мм зменшують ККД на 1.5%.

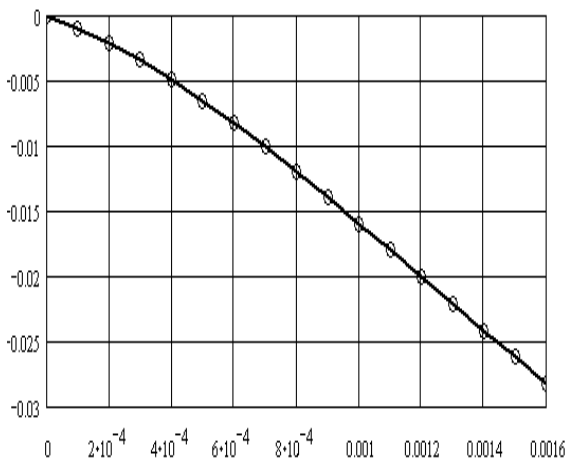


Рис. 5. Залежність зміни електричного ККД блока К-300-240 від товщини шару відкладень CaCO_3 на трубній системі КТ. Товщина відкладень 1 мм знижує ККД блока приблизно на 1.5%.

поверхні трубок (чисті, чи покриті органікою, гладкі, чи еродовані) та швидкості потоку в них. Справді, процес виділення твердого CaCO_3 на поверхнях теплообмінника складається з декількох етапів:

- досягнення критичного перенасичення у пристінковому шарі ТО;
- кристалізації біля поверхні та закріплення зародків на трубках ТО;
- структурних перетворень відкладень на поверхні трубок;
- гідродинамічної ерозії відкладень.

Розмивання (ерозія) відкладень залежить від відношення напруження сил тертя і зчеплення відкладень з поверхнею трубок.

Перенасичення оборотної води можна регулювати, змінюючи коефіцієнт концентрування k солей в ОСО, що у випадку систем зі сталим водним об'ємом визначається величинами витрат потоків підживлення $Q_{\text{ж}}$ та продувки $Q_{\text{пр}}$ (включно з іншими потоками, які виносять солі з ОСО, наприклад фільтрації чи краплинного виносу). Справді [2],

$$k = C_1/C_{10} = Q_{\text{ж}}/Q_{\text{пр}} \quad (5)$$

C_{10} , C_1 - концентрації хлоридів у воді підживлення та оборотній.

Керування процесом стабілізації оборотної води неможливе без постійного контролю за його ефективністю. Технологічний контроль за стабільністю оборотної води на електростанціях ведуть за вакуумом в КТ. Проте вакуум в КТ може падати не лише через зниження коефіцієнта теплопередачі трубної системи, але і з багатьох інших причин. Крім того, падіння вакууму свідчить про відкладення постфактум і не дає оперативної інформації для формування заходів щодо запобігання відкладенням.

Враховуючи, що відповідно до рис. 1, основним компонентом відкладень є карбонат кальцію CaCO_3 автори [4] запропонували характеризувати здатність ОБ утворювати відкладення концентрацією іонів Ca^{2+} в ОБ порівняно з такою у воді підживлення.

3 Умови утворення карбонатних відкладень

Необхідною умовою виділення CaCO_3 з оборотної води (ОВ) є її перенасичення щодо карбонату кальцію, тобто виконання умови

$$K_s = \frac{a_{\text{Ca}} \cdot a_{\text{CO}_3}}{L_{\text{CaCO}_3}} > 1, \quad (4)$$

a_{Ca} , a_{CO_3} , L_{CaCO_3} – відповідно, активності іонів кальцію, карбонату (з врахуванням іонних комплексів) та добуток розчинності карбонату кальцію.

Зауважимо, що швидкість росту відкладень на трубках залежить не лише від перенасичення K_s ОБ (4), але й від стану

поверхні трубок (чисті, чи покриті органікою, гладкі, чи еродовані) та швидкості потоку в них. Справді, процес виділення твердого CaCO_3 на поверхнях теплообмінника складається з декількох етапів:

- досягнення критичного перенасичення у пристінковому шарі ТО;
- кристалізації біля поверхні та закріплення зародків на трубках ТО;
- структурних перетворень відкладень на поверхні трубок;
- гідродинамічної ерозії відкладень.

Розмивання (ерозія) відкладень залежить від відношення напруження сил тертя і зчеплення відкладень з поверхнею трубок.

Перенасичення оборотної води можна регулювати, змінюючи коефіцієнт концентрування k солей в ОСО, що у випадку систем зі сталим водним об'ємом визначається величинами витрат потоків підживлення $Q_{\text{ж}}$ та продувки $Q_{\text{пр}}$ (включно з іншими потоками, які виносять солі з ОСО, наприклад фільтрації чи краплинного виносу). Справді [2],

$$k = C_1/C_{10} = Q_{\text{ж}}/Q_{\text{пр}} \quad (5)$$

C_{10} , C_1 - концентрації хлоридів у воді підживлення та оборотній.

Керування процесом стабілізації оборотної води неможливе без постійного контролю за його ефективністю. Технологічний контроль за стабільністю оборотної води на електростанціях ведуть за вакуумом в КТ. Проте вакуум в КТ може падати не лише через зниження коефіцієнта теплопередачі трубної системи, але і з багатьох інших причин. Крім того, падіння вакууму свідчить про відкладення постфактум і не дає оперативної інформації для формування заходів щодо запобігання відкладенням.

Враховуючи, що відповідно до рис. 1, основним компонентом відкладень є карбонат кальцію CaCO_3 автори [4] запропонували характеризувати здатність ОБ утворювати відкладення концентрацією іонів Ca^{2+} в ОБ порівняно з такою у воді підживлення.

Якщо відкладення CaCO_3 в ОВ відсутні, то концентрування іонів кальцію співпадає з концентруванням хлоридів (добре розчинних компонентів). Якщо ж відкладення CaCO_3 утворюються, то концентрація іонів Ca^{2+} в ОВ буде меншою,

$$C_{\text{Ca}}/C_{\text{Ca0}} < k_{\text{Cl}} = \text{Cl}/\text{Cl}_0 = Q_{\text{ж}}/Q_{\text{пр}}. \quad (6)$$

Відповідно, здатність ОВ до утворення CaCO_3 можна характеризувати спеціальною величиною, яку назвемо **індексом стабільності ОВ** і яка рівна,

$$\Psi = C_{\text{Ca}}/(C_{\text{Ca0}} \cdot k_{\text{Cl}}) = (C_{\text{Ca}} \cdot Q_{\text{пр}})/(C_{\text{Ca0}} \cdot Q_{\text{ж}}). \quad (7)$$

Індекс стабільності ОВ Ψ змінюється в межах від 0 до 1. «0» відповідає **повністю нестабільній щодо виділення CaCO_3 воді**, а «1» - відповідає повністю стабільній, коли виділення CaCO_3 відсутнє.

$$\text{Для реальних водних систем} \quad 0 < \Psi < 1 \quad (8)$$

Тобто вони є частково стабільні (нестабільні) щодо виділення CaCO_3 .

Швидкість зміни концентрації іонів кальцію в ОВ автори [4] пропонують визначати з рівняння

$$\frac{dC_{\text{Ca}}}{dt} = \frac{1}{T_{\text{ж}}(t)} \cdot \left[C_{\text{Ca0}}(t) - \frac{C_{\text{Ca}}(t)}{\varphi(t)} \right] - \frac{dC_{\text{CaCO}_3}}{dt}. \quad (7)$$

C_{Ca} , C_{Ca0} – концентрація іонів кальцію, г - іон/дм³, в оборотній воді та у воді підживлення;

$$T_{\text{ж}}(t) = V(t)/Q_{\text{ж}}(t), \quad \varphi(t) = \frac{C_{\text{Cl}}(t)}{C_{\text{Cl0}}(t)} = k(t), \quad (8)$$

$V(t)$ – водний об'єм системи охолодження; $\varphi(t)$ – динамічний фактор. Для ОСО, що працюють в стаціонарному режимі, $\text{Cl}(t) = \text{Const}$, динамічний фактор збігається з коефіцієнтом концентрування (випарювання) k , див. [4].

Отже, для контролю за швидкістю виділення твердих кальцій містких речовин достатньо:

- знати водний об'єм ОСО;
- регулярно вимірювати концентрації іонів кальцію та хлоридів у воді підживлення та оборотній;
- стежити за величиною витратою води підживлення.

З рівняння (7) можемо визначити швидкість виділення CaCO_3 в стаціонарному $\frac{dC_{\text{Ca}}}{dt} \approx 0$, або близькому до нього режимі роботи ОСО,

$$\frac{dC_{\text{CaCO}_3}}{dt} = \frac{C_{\text{Ca0}}(t)}{T_{\text{ж}}(t)} \cdot \left[1 - \frac{C_{\text{Ca}}(t)}{\varphi(t) \cdot C_{\text{Ca0}}(t)} \right] = \frac{C_{\text{Ca0}}(t)}{T_{\text{ж}}(t)} \cdot [1 - \Psi(t)]. \quad (9)$$

Бачимо з (9), що швидкість виділення CaCO_3 з ОВ відсутня для **повністю стабільної ОВ** (коли $\Psi(t) = 1$) і рівна

$$\frac{dC_{\text{CaCO}_3}}{dt} = \frac{C_{\text{Ca0}}(t)}{T_{\text{ж}}(t)} = \frac{C_{\text{Ca0}}(t)}{V(t)} \cdot Q_{\text{ж}}(t). \quad (10)$$

для **повністю нестабільної ОВ**.

3 (10) впливає, що швидкість виділення CaCO_3 (кг-іон)/(м³·год.) прямо пропорційна концентрації іонів Ca^{2+} в живильній воді, (кг-іон)/(м³), витраті живильної води, м³/год., та обернено пропорційна об'єму ОСО, м³.

4 Завдання для самостійної роботи

1. Використовуючи дані рис. 1 розрахувати у скільки разів швидкість утворення кальційкарбонатних відкладень більша від магнієвих?

2. За даними табл. 1 та формулою (1) розрахувати якій товщині кальцієвих відкладень відповідає товщина желеподібних для сандвіча однакової теплопровідності.

3. За рис. 5 розрахуйте втрату потужності блоком К-300-240 при товщині шару відкладень CaCO_3 товщиною 2мм. Визначіть додаткове теплове забруднення атмосфери завдяки цим відкладенням.

4. Розрахуйте швидкість виділення CaCO_3 в стаціонарному $\frac{dC_{\text{Ca}}}{dt} \approx 0$, або близькому до нього режимі роботи ОСО як функцію індексу стабільності Ψ за умови, що $C_{\text{Ca0}} = 3\text{мг-екв/дм}^3$, а $T_{\text{ж}} = 28$ діб.

5. Розрахуйте співвідношення між C_{Ca} та C_{Ca0} для $\Psi = 0.8$. Як це співвідношення залежить від витрати продувки $Q_{\text{пр}}$ та витрати підживлення $Q_{\text{ж}}$?

6. Ви підвищили ступінь стабільності ОВ втрое, як при цьому змінилася швидкість виділення CaCO_3 ?

7. Які рекомендації ви можете запропонувати експлуатаційному персоналу КЕС на підставі аналізу формули (10)?

8. Як можна регулювати ступінь концентрування солей в ОСО регулюючи її режим роботи ?

Література

1. Кучеренко Д. И. Обратное водоснабжение (Системы водяного охлаждения). Москва, Стройиздат, 1980, 169 с.

2. Кочмарский В. З., Поспелов Д. Н. Состояние проблемы противонакипной обработки воды в СССР. К. : Знание, 1986, 20 с.

3. Кирсанов И. Н. Конденсационные установки. Москва-Ленинград : Энергия, 1965. 376 с.

4. Кочмарський В. З., Гаєвський В. Р., Кочмарський О. В. Динаміка накипінів в оборотних системах охолодження. *Вісник НУВГП*, вип. 1(41). Рівне, 2008, С. 282–291.

5. Звіт МАГАТЕ. Підтверджує необхідність включення атомної енергетики до політики пом'якшення зміни клімату. URL: http://www.energoatom.kiev.ua/ua/press/educational_projects/friendly_nuclear/44225-zvt_magate_pdtverdju_neobhdnst_vklyuchennya_atomno_energetiki_do_poltiki_pomyakshennya_zmni_klmatu/

Тема 8. Будова і робота ядерної енергетичної установки

АЕС і ТЕС відрізняються лише способом отримання тепла – для ТЕС джерелом тепла є реакція горіння, яка у спрощеній формі полягає в окисленні вуглецю і рівняння якої **для одного моля** вуглецю має вигляд

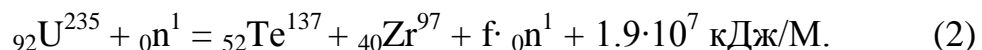


Енергія (горіння) виділяється у формі **кінетичної енергії продуктів реакції – двоокису вуглецю**. Найцікавіше, що **реакція горіння є ланцюговою реакцією, тобто такою, що кожен її акт супроводжується збільшенням числа окислених атомів вуглецю**.

Оскільки реакція горіння (1) супроводжується **перебудовою атомів**, то її слід було назвати атомною реакцією, а **топки котлів – атомними реакторами**. Відповідно, теплові станції логічно було б називати **атомними станціями**.

На АЕС **тепло генерується завдяки реакції поділу ядер ${}_{92}\text{U}^{235}$** , одного з рідких ізотопів урану (елемент з номером $Z = 92$, що має $A = 235$ нуклонів і, відповідно, $N = A - Z = 143$ нейтрони). Ядра ${}_{92}\text{U}^{235}$, захоплюючи нейтрон, розпадаються на легші ядра (уламки ділення), які внаслідок дії сил кулонівського відштовхування розлітаються, переносючи з собою кінетичну енергію. **Співударяючись з ядрами навколишньої речовини, уламки ділення віддають їм кінетичну енергію, яка перетворюється в енергію хаотичного руху – тепло**.

Рівняння ядерної реакції ділення одного моля урану:



Порівнюючи (1) та (2), бачимо, що енергетичний вихід **ядерної реакції у 50 000 раз більший, ніж хімічної (атомної)**. Крім уламків ділення - телуру та цирконію, реакція супроводжується виділенням f - **вторинних нейтронів**, які можуть бути **активаторами подальшого поділу ядер – ланцюгової реакції**.

Ядра Te та Zr нестабільні, вони продовжують розпадатися, див. рис. 1, виділяючи тепло та радіоактивне випромінювання,

- нейтрони, ${}_0\text{n}^1$;
- ядра гелію, ${}_2\text{He}^4$ (α – частинки);
- β – частинки, електрони, ${}_{-1}\text{e}^0$;
- γ – частинки, електромагнітне випромінювання з короткою довжиною хвилі, $\lambda \approx 10^{-10}$ м.

Керовані ланцюгові ядерні реакції здійснюють у **ядерних реакторах**. Основною проблемою **експлуатації ядерних реакторів** є зберігання високоактивних продуктів ядерних реакцій, що знаходяться у спрацьованому матеріалі. **Найактивнішими є короткоживучі ізотопи**. Тому стратегія роботи з продуктами розпаду ядер полягає у витримці «гарячих» продуктів у спеціальних **басейнах витримки**, поряд з реактором протягом **кількох років, поки їх активність не зменшиться у тисячі раз і досягне рівня достатнього для транспортування**.

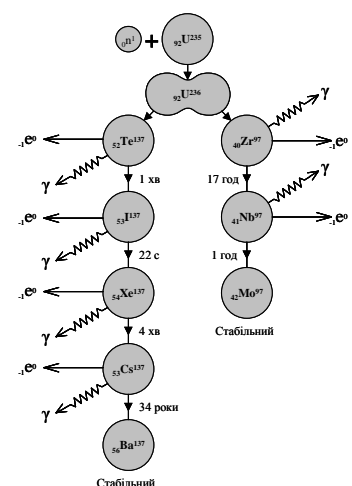


Рис. 1. Схема розпаду нестабільного ${}_{92}\text{U}^{236}$ з β та γ – випромінюваннями.

1 Класифікація ланцюгових реакцій

Реакція, кожен акт якої супроводжується збільшенням числа активних центрів, які є причиною наступних актів, називається ланцюговою.

Умовою продовження реакції (2) є вимога, щоб у кожному акті реакції утворювалось більше або рівне число нейтронів, що і в попередньому. Тобто щоб коефіцієнт розмноження нейтронів k_n , див. рис.1

$$k_n = \frac{N_{n+1}}{N_n} \geq 1. \quad (3)$$

N_n, N_{n+1} - загальні кількості нейтронів на n та $n+1$ етапах реакції.

Ланцюгові реакції класифікують за величиною коефіцієнта розмноження нейтронів k_n . Реакції з :

$k_n < 1$ - є **затухаючими** ;

$k_n = 1$ - називають **критичними**;

$k_n > 1$ - називають **закритичними, вибуховими**.

Ланцюгові реакції у **критичному режимі** використовуються для генерації енергії у ядерних реакторах на електростанціях.

Закритичні ланцюгові реакції використовують у ядерних вибухових пристроях – **ядерній зброї**.

За один акт поділу число нейтронів зміниться на

$$\Delta N = N_{n+1} - N_n = N_n \cdot (k_n - 1), \quad \text{або} \quad \frac{dN}{dt} = \frac{(k_n - 1)}{\tau} \cdot N, \quad (4)$$

Інтегруючи рівняння (4), отримуємо закон зміни $N(t)$

$$N(t) = N(0) \cdot e^{\frac{K \cdot t}{\tau}}, \quad K = k_n - 1. \quad (5)$$

Бачимо, що реакція згасає, коли $K < 0$, тобто коли **втрата нейтронів перевищує їх генерацію**. Якщо у ядерному матеріалі **підтримується баланс нейтронів**, то $K = 0$, у такому випадку реакція є стаціонарною (незмінною у часі) і для частоти актів ділення ядер (інтенсивності реакції) маємо

$$\frac{1}{\tau} = \frac{u}{D \cdot (g - r)}. \quad (6)$$

Стаціонарною реакцією можна **керувати шляхом регулювання коефіцієнта поглинання нейтронів g** (зміною положення поглинаючих регулювальних стержнів). З (6) також впливає, що інтенсивність реакції залежить від **відносного числа нейтронів, що генерується у одному акті $r+1$ та від розмірів зони реакції D і від швидкості руху нейтронів u** .

У випадку $K > 0$ – виникає **вибухове наростання швидкості поділу**, щоб це відбулося, достатньо забезпечити

$$r > g + \frac{u \cdot \tau}{D}. \quad (7)$$

З рівняння (6) можемо оцінити **критичні розміри та масу** реакційного матеріалу.

$$D_{cr} = \frac{u \cdot \tau}{r - g}. \quad (8)$$

З (8) випливає, що **критичний розмір реактора** залежить від:

- швидкості руху нейтронів u ;
- середнього проміжку часу між двома актами поділу τ , ця величин визначається концентрацією ядер n , що діляться:

$$\tau = \frac{1}{\sqrt[3]{n \cdot u}}, \quad \text{тому} \quad D_{cr} = \frac{1}{\sqrt[3]{n}(r-g)}; \quad (9)$$

- ймовірності утворення нових нейтронів r ;
- ймовірності поглинання нейтронів g .

Для чистого ${}^{235}\text{U}$ критичний розмір $D_{cr} = 4-6 \text{ см}$, а $M_{cr} \approx 9 \text{ кг}$.

2 Будова корпусних реакторів

На рис. 2 показано загальний вигляд **корпусного реактора**, у якому **вода є одночасно і сповільнювачем, і теплоносієм**. Такі реактори називають **водо – водяними**.

Реактори такого типу експлуатуються на РАЕС та ХАЕС, а також на інших АЕС України (всього 15 реакторів). Електрична потужність реактора ВВЕР-1000, який зображений на рис. 2, 1000 МВт. В активній зоні цього реактора знаходиться 163 касети з тепловидільними елементами (твелями). Кількість твелів у касеті - 312. Маса палива у спорядженому реакторі - 74.2т. Маса реактора – 420 т. Потужність реактора лімітується розмірами корпусу, який виготовляють на заводі.

Розмір корпусу повинен бути таким, щоб була можливість його транспортувати залізницею до місця монтажу. Діаметр корпусу реактора ВВЕР-1000 прийнятий максимальним стосовно залізничних габаритів – 4.5 м. Корпус реактора, розрахований на тиск до 25 МПа. Вода в активній зоні реактора, що знаходиться при тиску $P \approx 20 \text{ МПа}$, не кипить. Пара генерується у другому

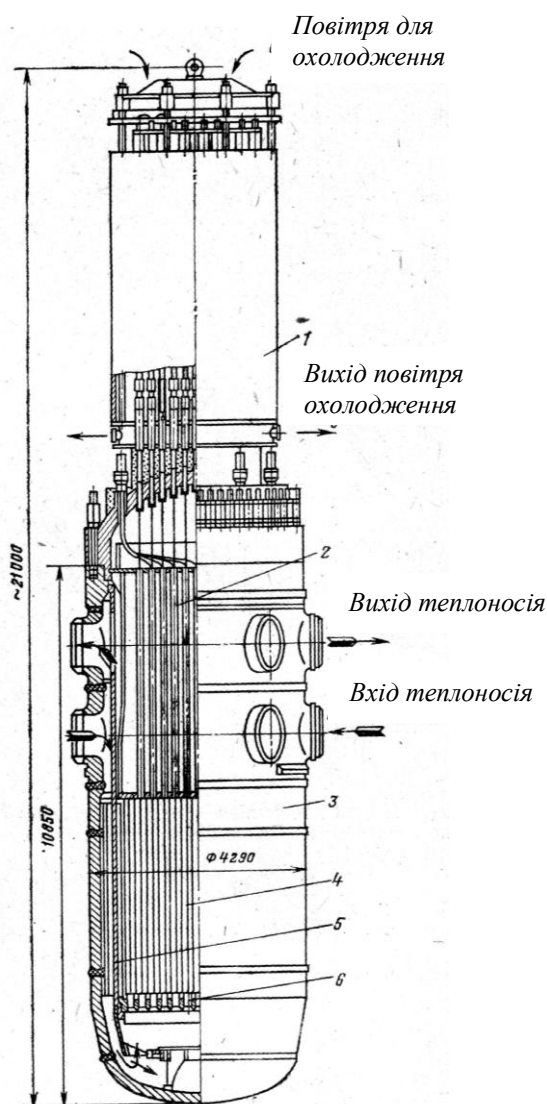


Рис. 2. Водо – водяний реактор ВВЕР - 1000, повздовжній розріз.

1- верхній кожух; 2- блок верхніх захисних труб; 3- корпус реактора; 4- активна зона; 5- шахта реактора; 6- нижня опорна плита.

контурі парогенератора, який розміщений у герметичній озоні.

Збільшення одиничної потужності реакторів ВВЕР, що використовуються на двоконтурних АЕС, досягається не лише зростанням діаметра корпусу реактора, тобто активної зони, але й шляхом підвищення у ній середніх значень щільності

теплого потоку. Для виведення підвищеної теплової потужності з активної зони збільшують у ній швидкість циркуляції теплоносія, укрупнюють парогенератори та ГНЦ, а це, у свою чергу, дозволяє зменшити число реакторних петель і здешевити вартість електроенергії.

Корпус реактора, що знаходиться під впливом інтенсивного нейтронного потоку, вимагає до себе постійної уваги. На перших реакторах типу ВВЕР не було можливості періодичного контролю стану металу корпуса, але в сучасних конструкціях така можливість передбачена.

На території СНД АЕС з реакторами типу ВВЕР комплектуються горизонтальними парогенераторами. АЕС з ВВЕР-1000 мають чотири парогенератори замість шести для ВВЕР-440. Для цих реакторів обов'язковим є використання борного регулювання. Рідкий поглинач (бор) зменшує нерівномірність енерговиділення в активній зоні. Повільні процеси регулюються рівномірно розподіленим у воді бором (борна кислота), а швидкі – **системою керування і захисту реактора (СКЗ)**.

У ВВЕР реакторах для відвантаження відпрацьованих і завантаження свіжих твेलів необхідна зупинка реактора і демонтаж верхнього блока та кришки реактора. Щорічно замінюють 1/3 повного паливного завантаження. Вивантажуються твели з центру, а на їх місце переставляються твели з периферії, зі встановленням на їх місце свіжих. Загальний час **операції перезавантаження** займає 3 - 4 доби; вона зазвичай поєднується з **планово-попереджувальним ремонтом (ППР)**, тривалість якого сягає 20 – 40 діб.

3 Системи безпеки АЕС

Для роботи АЕС вирішальне значення має безпечність роботи реакторної установки, яка вимагає ретельного контролю обладнання як при його виготовленні, так і під час експлуатації. Безпечність роботи реакторної установки базується на таких принципах:

1. Забезпечення високої якості виготовлення і монтажу обладнання.
2. Забезпечення технологічної схемної неможливості небезпечних наслідків поодиноких порушень і пошкоджень.
3. Обмеження наслідків можливих аварій.

Контур первинного теплоносія, посудини, обладнання і трубопроводи реактора повинні бути розраховані, сконструйовані, виготовлені і уведені в експлуатацію так, щоб вірогідність великого розриву або значного протікання були мінімальними протягом усього часу роботи установки.

Все обладнання контурів теплоносія повинно задовольняти спеціальним нормам проектування, виготовлення і експлуатації посудин і трубопроводів високого тиску, які використовуються в атомній енергетиці. Контур теплоносія повинен витримувати без розривів (в допустимих межах поглинання енергії за рахунок пластичної деформації) статичні і динамічні навантаження, які виникають у будь-яких його вузлах і компонентах при будь-яких можливих не передбачених і раптових виділеннях енергії в теплоносій. Всі основні елементи реакторного контуру повинні мати спеціальні пристрої і пристосування для перевірок, випробовувань і спостереження за щільністю протягом усього терміну експлуатації установки.

У процесі експлуатації може також виникнути режим повного знеструмлення станції внаслідок аварії енергосистеми, у яку входить АЕС. На електростанціях існує витрата електроенергії на власні потреби, у тому числі і в реакторних установках. Щодо допустимої перерви у електроживленні за умовами безпеки всі споживачі власної витрати розділені на чотири групи.

Перша група не допускає перерви у живленні (і при аваріях) більш ніж на частки секунди. До числа цих споживачів належать приводи системи керування і захисту, системи живлення контрольно-вимірювальних приладів і автоматики, аварійне освітлення.

Друга група допускає перерву у живленні на десятки секунд, але вимагає обов'язкового живлення після спрацювання аварійного захисту (АЗ) реактора. До неї належать всі механізми, які забезпечують охолодження реактора.

Третя група допускає перерви живлення на час дії автоматики введення резерву (АВР) і не вимагає обов'язкового живлення після спрацювання АЗ реактора.

Четверта група – всі інші споживачі, до яких не ставляться особливі вимоги щодо електроживлення.

Безпека реактора забезпечується споживачами електроенергії першої і другої груп. Для них, крім звичайного електропостачання від мережі власних потреб, додатково передбачено систему надійного електроживлення змінного струму.

Для першої групи споживачів до її складу входить ще і мережа постійного струму. Як аварійні джерела електроживлення власних потреб передбачаються акумуляторні батареї і статичні перетворювачі з постійного струму на змінний, що забезпечують споживачів першої групи, і автоматизовані дизель-генератори, які є однією з найважливіших частин системи безпеки реакторних установок.

Ці незалежні джерела живлення змінним струмом з швидкодіючим автоматизованим запуском забезпечують споживачів другої групи.

У межах самої АЕС можливі аварії, що зв'язані з розгерметизацією елементів реакторного контуру.

Система забезпечення безпеки (СЗБ) АЕС передбачає три категорії пристроїв:

- пристрої нормальної експлуатації;
- локалізуючі і захисні пристрої, до складу яких входить система аварійного охолодження активної зони (САОЗ).
- Пристрої двох останніх категорій розраховуються на граничний випадок так званої максимальної проектної аварії (МПА), під якою розуміють місцевий повний поперечний розрив трубопроводу головного циркуляційного контуру.
- Призначення цих систем – не допустити розплавлення активної зони і розповсюдження радіоактивності за межі захисних герметичних приміщень АЕС навіть при МПА. Ці системи вмикаються автоматично, частково або повністю залежно від значущості аварій.

Для реактора ВВЕР гідроакумуючі ємності розташовані безпосередньо біля реактора, тиск у них дещо менший ніж у реакторі, а під'єднують їх вище (дві

ємності) і нижче (дві ємності) від активної зони. Пристрої ліквідації аварій проектуєть з трикратним запасом щодо обсягу, необхідного для ліквідації МПА. Кожна з трьох систем розташовується в окремому приміщенні і не зв'язана з двома іншими; у кожній системі свій дизель-генератор на випадок збігу МПА зі знеструмленням АЕС.

До складу пристроїв входять насоси високого тиску, призначені для підживлення реакторного контуру і для компенсації малих витоків, насоси низького тиску з теплообмінниками, що охолоджуються технічною водою, які включаються, якщо витік значний. Для конденсації пари, що утворюється внаслідок зниження тиску при розриві трубопроводу, і тим самим запобігання підвищенню тиску всередині захисних герметичних приміщень, понад розрахунковий, кожна з трьох систем має додаткову спринклерну (розбризкувальну) установку зі своїм спринклерним насосом.

Весь реакторний контур, включаючи парогенератори, розташований у герметичній залізобетонній оболонці, яка є бар'єром локалізації і, крім того, захистом від падаючих предметів. Аварійне охолодження реактора забезпечується трьома незалежними системами, які під'єднані до реакторного контуру. При цьому для ліквідації навіть МПА достатньо вмикання однієї з трьох систем, тобто резервування становить 200%.

4 Завдання для самостійної роботи

1. Розрахуйте яким повинен бути коефіцієнт розмноження нейтронів k_n , щоб число нейтронів подвоювалося за одну секунду?

2. Яка кількість тепла виділиться за 1 хвилину при розпаді одного мілімоля урану 235? Яка потужність такого розпаду?

3. Якими є допустимі перерви у електроживленні за умовами безпеки споживачів власних потреб енергії?

4. Перерахуйте можливі аварії, що зв'язані з розгерметизацією елементів реакторного контуру в межах АЕС.

5. Чим зумовлені обмеження на діаметр корпусу реактора ВВЕР-1000? Який максимальний щодо залізничних габаритів діаметр корпусу ВВЕР-1000?

Література

1. Топольницький М. В. Атомні електричні станції. Львів : видавництво "Бескид Біт", 2005. 523 с.

2. Стерман Л. С., Лавыгин В. М., Гришин С. Г. Тепловые и атомные электрические станции. Москва : Изд. МЭИ. 2000. 408 с.

3. Ядерна енергетика у світі та в Україні: поточний стан та перспективи розвитку. URL: http://old.razumkov.org.ua/upload/2015_atom-1.pdf

Тема 9. Розрахунок потреби ядерного палива на АЕС. Приклад реактора ВВЕР-1000

1 Витрата палива на АЕС

Енергетичною характеристикою ядерного палива є *питомий виробіток енергії, рівний тепловій енергії, що може бути отримана з одиниці маси палива за час перебування в реакторі при заданому ізотопному складі палива.*

Одиницею вимірювання питомого виробітку V приймають (МВт·доба)/(т палива), або (кВт·доба)/(кг палива). Для реакторів ВВЕР 1000 можна прийняти,

$$V_U = 4 \cdot 10^4 \text{ (МВт·доба)/(т п.)} = 3.456 \text{ ТДж/(кг п.)}, \quad 1 \text{ ТДж} = 10^{12} \text{ Дж.} \quad (1)$$

Питомий виробіток V дозволяє визначити *глибину вигорання ядерного палива α* в реакторі. Глибина вигорання α (г/т п.) виражається відношенням маси ядер, що розпалися, до маси палива,

$$\alpha = K \cdot V, \text{ або } V = \frac{\alpha}{K}, \quad (2)$$

K – стала для певного типу ядер.

Для ^{235}U , $K_U = 1.05 \text{ г/(МВт·доба)}$, а для ^{239}Pu $K_{Pu} = 1.07 \text{ г/(МВт·доба)}$.

Використовуючи (1) та (2), отримуємо для ВВЕР 1000

$$\alpha = 4 \cdot 10^4 \cdot K_U = 4.2 \cdot 10^4 \text{ г/(т п.)} = 42 \text{ кг/(т п.)}. \quad (3)$$

Реальне зменшення маси ядер $^{235}\text{U}_{92}$ дещо більше, оскільки крім поділу ядер з виділенням енергії, з ймовірністю 0.15 відбувається радіаційне захоплення нейтронів $^{235}\text{U} + n \rightarrow ^{236}\text{U}$, *без виділення теплової енергії*. Тому реальна величина

$$K_U = 1.22 \text{ г/(МВт·доба)} \text{ і } \alpha = 48.8 \text{ кг/(т п.)}. \quad (4)$$

Річна потреба ВВЕР-1000 у паливі розраховується за формулою

$$G = \frac{365 \cdot \mu_{\text{вст}} \cdot N_T}{V} = \frac{365 \cdot \mu_{\text{вст}} \cdot N_e}{\eta_e^{\text{б}} \cdot V}, \quad (5)$$

$\mu_{\text{вст}}$ – середній коефіцієнт використання встановленої потужності станції; N_T – номінальна теплова потужність реактора; N_e , $\eta_e^{\text{б}}$ – номінальна брутто електрична потужність реактора та електричний брутто ККД АЕС.

Наприклад, для реактора ВВЕР 1000 маємо:

$$N_e = 1000 \text{ МВт}; \mu_{\text{вст}} = 0.65; \eta_e^{\text{б}} = 0.33; V = 4 \cdot 10^4 \text{ (МВт·доба)/(т п.)},$$

$$G = 365 \cdot 0.65 \cdot 1000 / (0.33 \cdot 4 \cdot 10^4) \approx 18 \text{ т палива}. \quad (6)$$

Якщо врахувати, що загальна маса палива, яке знаходиться в АЗ ВВЕР 1000 близька до 81 т, то з (3.8) випливає, що за рік "вигорає" близько 22% палива.

Порівнюючи теплотворну здатність палива ВВЕР 1000 (збагачений до 4% $^{235}\text{U}_{92}$ природний уран) та умовного палива, знаходимо

$$D = \frac{B_U}{B_{\text{ої}}} = \frac{3.456 \cdot 10^6}{29.3} = 1.18 \cdot 10^5. \quad (7)$$

Отже, теплотворна здатність уранового палива ВВЕР 1000 у **118 тис. раз більша ніж у.п.** Це означає, що для роботи еквівалентної за потужністю ТЕС щоденно потрібно було б **5.82 тис. т у.п. на день.**

2 Завдання для самостійної роботи

1. Одиницею вимірювання питомого виробітку **B** (МВт·доба)/(т палива), або (кВт·доба)/(кг палива) для реакторів ВВЕР 1000 приймають,

$$B_U = 4 \cdot 10^4 \text{ (МВт·доба)/(т п.)} = 3.456 \text{ ТДж/(кг п.)}.$$

Розрахуйте глибину вигорання **α** (г/т п.) для ВВЕР-1000, якщо **α** (г/т п.) дається виразом,

$$\alpha = K \cdot B, \text{ або } B = \frac{\alpha}{K},$$

K – стала для певного типу ядер. Для ^{235}U , $K_U = 1.05 \text{ г/(МВт·доба)}$, а для ^{239}Pu $K_{\text{Pu}} = 1.07 \text{ г/(МВт·доба)}$.

2. Визначіть реальне зменшення маси ядер $^{235}\text{U}_{92}$, враховуючи що крім поділу ядер з виділенням енергії, з ймовірністю 0.15 відбувається радіаційне захоплення нейтронів $^{235}\text{U} + n \rightarrow ^{236}\text{U}$, **без виділення теплової енергії.**

3. Розрахуйте річну потребу ВВЕР-1000 у паливі за формулою

$$G = \frac{365 \cdot \mu_{\text{вст}} \cdot N_T}{B} = \frac{365 \cdot \mu_{\text{вст}} \cdot N_e}{\eta_e^{\text{брутто}} \cdot B},$$

$\mu_{\text{вст}}$ – середній коефіцієнт використання встановленої потужності станції; N_T – номінальна теплова потужність реактора; N_e , $\eta_e^{\text{брутто}}$ – номінальна брутто електрична потужність реактора та електричний брутто ККД АЕС. Прийміть, що для реактора ВВЕР 1000:

$$N_e = 1000 \text{ МВт}; \mu_{\text{вст}} = 0.65; \eta_e^{\text{брутто}} = 0.33; B = 4 \cdot 10^4 \text{ (МВт·добу)/(т п.)},$$

Яка маса палива, що знаходиться в АЗ ВВЕР 1000 "вигорає" за рік, якщо загальна маса палива в АЗ становить 81т?

Література

1. Топольницький М. В. Атомні електричні станції. Львів : видавництво "Бескид Біт", 2005. 523 с.

2. Стерман Л. С., Лавыгин В. М., Гришин С. Г. Тепловые и атомные электрические станции. Москва : Изд. МЭИ. 2000. 408 с.

3. Энергетика и охрана окружающей среды./ Под ред. Н. Г. Залогина и др. Москва : Энергия, 1979. 342 с.

Тема 10. Розрахунок парогенератора

Парогенератори АЕС з реакторами ВВЕР виробляють суху насичену пару. Вимога забезпечувати високу чистоту теплоносія зумовлює виготовлення поверхонь теплообміну таких парогенераторів з аустенітної нержавіючої сталі з електрополірованими поверхнями. За технологією виготовлення труби мають найменшу товщину 1.4 мм. Використання труб з товщиною стінки, оптимальною за умовами зварювання ($\delta_{ст} \approx 2.5$ мм), суперечить вимогам створення агрегату з мінімальними капітальними затратами.

Для глибшого розуміння будови, роботи та експлуатаційних характеристик ПГ нижче наводиться його схематичний розрахунок, який включає аналіз теплової схеми, конструкційний, тепловий та гідравлічний розрахунки.

У табл. 1, наведені початкові дані для розрахунку параметрів ПГ для ВВЕР1000.

Початкові дані для розрахунку

Таблиця 1

№№		Розмірність	Значення
1	Витрата води першого контура через парогенератор	т/год. $\times 10^3$	18
2	Температура води першого контура на вході в ПГ	$^{\circ}\text{C}$	318
3	Температура води першого контура на виході з ПГ	$^{\circ}\text{C}$	291
4	Тиск води першого контура	МПа	15.7
5	Тиск води другого контура	МПа	3.0
6	Температура живильної води	$^{\circ}\text{C}$	225
7	Величина продувки	%	1.0
8	Типорозмір труб поверхні теплообміну	мм	16x1.5
9	Матеріал труб поверхні теплообміну		Сталь ОХ18Н10Т

Теплова схема ПГ показана на рис. 1.

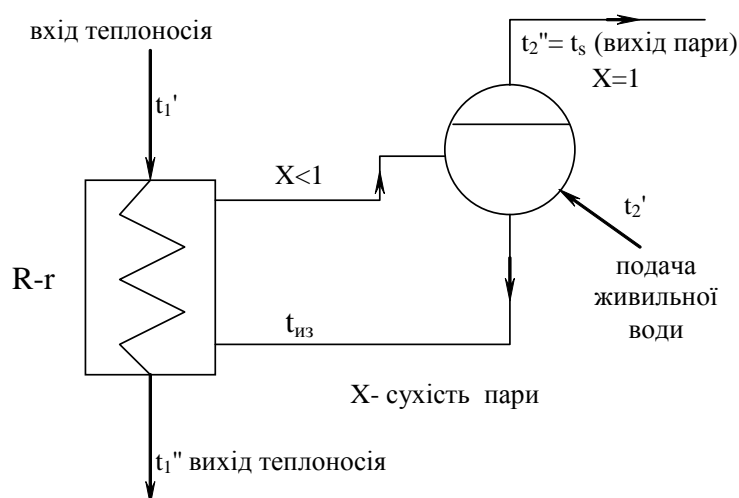


Рис. 1. Теплова схема ПГ з водяним теплоносієм

В схемі живильна вода через колектор живильної води та систему розподільних труб подається на гарячу сторону теплопередаючої поверхні. Тут

вона зміщується з водою парогенератора і нагрівається до температури насичення t_s . Подача живильної води на гарячу сторону парогенератора потрібна для вирівнювання парового навантаження на площі дзеркала випарювання. Щоб отримати суху насичена пару, використовують жалюзійний сепаратор.

1 Розрахунок теплової потужності та паропроодуктивності ПГ

За витратою води та її параметрах на вході та виході з РУ визначаємо

$$Q_{\text{ПГ}} = G_1 \cdot (i_1' - i_1'') \cdot \eta, \quad (1)$$

i_1' , i_1'' - ентальпія теплоносія у вхідному (при $t_1'=318^\circ\text{C}$) та вихідному (при $t_1''=291^\circ\text{C}$) перерізах відповідно.

Величини ентальпій (при $t_1'=318^\circ\text{C}$) i_1' и i_1'' визначаємо з таблиць [1],

$P_1=15,7\text{МПа}$;

$i_1'=1431\text{ кДж/кг}$;

$i_1''=1289\text{ кДж/кг}$;

η - ККД парогенератора, приймаємо $\eta = 0,99$.

$$Q_{\text{ПГ}} = 18 \cdot (10^6/3600) \cdot (1.428 - 1.258) \cdot 10^6 \cdot 0,99 = 841.5\text{МВт}.$$

2. Розраховуємо паропроодуктивність парогенератора (2-ий контур).

$$Q_{\text{ПГ}} = D \cdot [(i_2' - i_{\text{ПВ}}) + r] + D_{\text{ПР}} \cdot (i_2' - i_{\text{ПВ}}), \quad (2)$$

D - паропроодуктивність ПГ; r - теплота пароутворення,

$D_{\text{ПР}}$ - витрата продувки.

Маючи тиск у 2-му контурі, за таблицями [1] визначаємо:

При $P = 3,0\text{ МПа}$,

$$t_s = 233,84^\circ\text{C};$$

$$i_2' = 1,008 \cdot 10^6\text{ Дж/кг};$$

$$r = 1,794 \cdot 10^6\text{ Дж/кг};$$

За таблицею [1] визначаємо ентальпію живильної води:

При $t_{\text{ПВ}} = 225^\circ\text{C}$, $P_2 = 3,0\text{ МПа}$, $i_{\text{ПВ}} = 9,67 \cdot 10^5\text{ Дж/кг}$.

Приймаємо величину продувки ПГ: $D_{\text{ПР}} = 0,01D$ і розраховуємо паропроодуктивність ПГ.

$$D = Q_{\text{ПГ}} / ((i_2' - i_{\text{ПВ}}) \cdot 1,02 + r) = 841.5 \cdot 10^3 / (1,02 \cdot (1,008 - 0,967) \cdot 10^3 + 1,794 \cdot 10^3) = 841.5 \cdot 10^3 / 1,836 \cdot 10^3 = 458.3\text{ кг/с}.$$

3. Визначаємо більший та менший температурні напори.

$$\Delta t_6 = t_1' - t_s' = 318 - 234 = 94^\circ\text{C},$$

$$\Delta t_m = t_2'' - t_s' = 291 - 234 = 57^\circ\text{C}.$$

2 Конструктивний розрахунок ПГ

Для виготовлення колекторів теплоносія і корпуса парогенератора використовують сталь 10ГН2МФА, поверхню колектора теплоносія зсередини

покривають сталлю ОХ18Н10Т. Трубна система ПГ виготовляється зі сталі ОХ18Н10Т, труба 16x1.5.

Поверхня теплообміну складається з U-подібних горизонтальних трубок, скомпонованих у два U-подібних пучки, що мають по три вертикальних коридори для кращої циркуляції котлової води. Кінці пучків приварюються до покриття колекторів аргоно-дуговою зваркою і вальцюються на всю товщину стінки. Розміщення отворів в колекторах для завальцівки труб шахматне.

Визначаємо число труб теплопередаючої поверхні. Визначаємо внутрішній діаметр труби:

$$d_b = d_3 - 2\delta = 16 - 2 \cdot 1,5 = 13 \text{ мм.}$$

Визначаємо площу перерізу труби:

$$f_{BH} = \pi \cdot d_b^2 / 4 = 3,14 \cdot 13^2 / 4 = 1,33 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

Задаємо швидкість теплоносія на вході в трубку:

$$W_{1BX} = 5 \text{ м/с.}$$

Визначаємо число труб поверхні теплопередачі з рівняння неперервності потоку, масова витрата води першого контуру $G_1 = 5 \cdot 10^3 \text{ кг/с}$:

$G_1 = N \cdot f_{BH} \cdot W_{1BX} / v_1'$, де $f_{BH} = f_{TP} \cdot n$, задаємо: $v_1' = 1,694 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$,
тоді

$$N = (G_1 \cdot v_1') / (f_{BH} \cdot W_{1BX}) = 12736 \text{ шт.}$$

3 Тепловий розрахунок ПГ

1 Визначаємо середній температурний напір вздовж поверхні нагріву:

$$\Delta t_6 = 84 \text{ }^\circ\text{C}, \quad \Delta t_m = 57 \text{ }^\circ\text{C}, \quad \Delta t_6 / \Delta t_m = 1,4 < 1,7.$$

Оскільки температурний напір і питомий тепловий потік, змінюються суттєво, то коефіцієнт тепловіддачі від стінки до кип'ячої води і коефіцієнт теплопередачі розраховуються окремо на границях ділянки.

Коефіцієнт теплопередачі розраховується як середнє арифметичне цих двох значень. Коефіцієнт тепловіддачі від теплоносія до стінки труби розраховується по середній температурі теплоносія і приймається однаковим для всієї ділянки:

$$\Delta t_{cp} = (\Delta t_6 + \Delta t_m) / 2 = (84 + 57) / 2 = 70,5 \text{ }^\circ\text{C}.$$

2 Визначимо коефіцієнт тепловіддачі від теплоносія до стінки труби

2.1 Середня температура теплоносія на ділянці

$$t_{1cp} = (\Delta t_{cp} + \Delta t_{cp}) / 2 = (318 + 291) / 2 = 305 \text{ }^\circ\text{C}.$$

2.2 Фізичні параметри води при $t_{1cp} = 305 \text{ }^\circ\text{C}$:

щільність	$\rho_1 = 799 \text{ кг/м}^3$,
коефіцієнт теплопровідності	$\lambda_1 = 0,531 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$,
в'язкість	$\mu_1 = 88,3 \cdot 10^{-6} \text{ Па}\cdot\text{с}$,
число Прандтля	$Pr = 0,98$,
питомий об'єм	$v_1 = 1,251 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$.

2.3 Швидкість теплоносія

$$W_1 = (G_1 \cdot v_1) / (f_{тр} \cdot N) = 3,69 \text{ м/с.}$$

2.4 Число Рейнольдса

$$Re = (W_1 \cdot d_{вн}) / (v_1 \cdot \mu_1) = (3,69 \cdot 0,013) / (1,425 \cdot 10^{-3} \cdot 88,3 \cdot 10^{-6}) = 3,81 \cdot 10^5.$$

2.5 Визначаємо середній для ділянки коефіцієнт тепловіддачі **від теплоносія до труби** по формулі:

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot (\lambda_1 / d) \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} = 0,021 \cdot (0,53 / 0,013) \cdot (3,81 \cdot 10^5)^{0,8} \cdot 0,98^{0,43} = 2,475 \cdot 10^4 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}.$$

2.6 Термічний опір:

$$R_1 = 1/\alpha_1 = 4,041 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2 \cdot \text{К)/Вт}.$$

2.7 Температура стінки:

$$t_{ст} = t_1^{cp} - (1/3) \cdot (t_1^{cp} - t_s) = 305 - (1/3) \cdot (305 - 224) = 281^\circ\text{C}.$$

2.8 Теплопровідність сталі 12Х18Н10Т при $t_{ст} = 281^\circ\text{C}$

$$\lambda_{ст} = 18,51 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)} \text{ (Додаток IX [2])}$$

Термічний опір стінки:

$$R_{ст} = \delta_{ст} / \lambda_{ст} = 1,5 \cdot 10^{-3} / (18,51) = 8,1 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2 \cdot \text{К)/Вт}.$$

2.9. Термічний опір окисних плівок:

$$2R_{ок} = 1,5 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2 \cdot \text{К)/Вт}.$$

2.10 Сума термічних опорів:

$$R = R_1 + R_{ст} + 2R_{ок} = 3,66 \cdot 10^{-5} + 8,1 \cdot 10^{-5} + 1,5 \cdot 10^{-5} = 13,26 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2 \cdot \text{К)/Вт}.$$

3 Визначаємо коефіцієнт тепловіддачі від стінки труби до кип'ячої води у вхідному перерізі:

3.1 Розрахунок робимо методом послідовних наближень. Перше значення теплового потоку q для розрахунку беремо з діапазону:

$$q = (0,8 \div 0,9) \cdot \Delta t_6 / R = (0,8 \div 0,9) \cdot 84 / 13,26 \cdot 10^{-5} = (5,07 \div 5,7) \cdot 10^5.$$

Приймаємо: $q' = 538 \text{ кВт/м}^2$.

3.2 Визначаємо коефіцієнт тепловіддачі **від стінки труби до кип'ячої води** по формулі, $T_s = 497 \text{ К}$,

$$\alpha_2' = (10,45 / (3,3 - 0,0113(T_s - 373))) \cdot (q')^{0,7} = 56518 \text{ (Вт/м}^2 \cdot \text{К)}$$

3.3 Термічний опір:

$$R_2' = 1/\alpha_2' = 1,77 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2 \cdot \text{К/Вт)}.$$

3.4 Визначаємо коефіцієнт теплопередачі на вхідному перерізі.

Повний термічний опір на вхідному перерізі ($R_1' = R$):

$$R_{\text{повн}}' = R_1' + R_2' = (13,26 + 1,77) \cdot 10^{-5} = 15,03 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2 \cdot \text{К /Вт)}.$$

Коефіцієнт теплопередачі *на вхідному перерізі*.

$$k_1' = 1/R_{\text{повн}}' = 6653 \text{ (Вт/м}^2 \cdot \text{К)}$$

3.5 Питомий тепловий потік:

$$q_n'' = k_1' \cdot \Delta t_6 = 6653 \cdot 84 = 559 \text{ (кВт/м}^2 \text{)}.$$

3.6. Визначаємо відношення

$$q''/q' = 1,04 < 1,05.$$

Точність розрахунку задовільна, тому приймаємо остаточно:

$$\alpha_2' = 56,52 \text{ (кВт/м}^2 \cdot \text{К)},$$

$$k_1' = 6,653 \text{ (кВт/м}^2 \cdot \text{К)}.$$

4 Визначаємо коефіцієнт тепловіддачі та теплопередачі на вихідному перерізі

4.1. Визначаємо коефіцієнт тепловіддачі на вихідному перерізі

4.1.1 Перше значення теплового потоку для розрахунку методом послідовних наближень $q_2' = 4,3 \cdot 10^5 \text{ (Вт/м}^2 \text{)}$

4.1.2 Розраховуємо α_2''

$$\alpha_2'' = (10,45 / (3,3 - 0,0113(T_s - 373))) \cdot (q')^{0,7} = 0,48 \cdot 10^5 \text{ (Вт/м}^2 \cdot \text{К)}.$$

$$R_2'' = 1/\alpha_2'' = 2,07 \cdot 10^{-5}.$$

4.1.3 Визначаємо коефіцієнт теплопередачі і повний термічний опір на *вихідному перерізі*:

$$R_{\text{повн}}'' = R + R_2'' = (13,26 + 2,07) \cdot 10^{-5} = 15,33 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2 \cdot \text{К/Вт)}.$$

$$k_2'' = 1/R_{\text{повн}}'' = 6,523 \text{ (кВт/м}^2 \cdot \text{К)}$$

4.1.4 Питомий тепловий потік на вихідному перерізі:

$$q_n'' = k_2'' \cdot \Delta t_m = 372 \text{ (кВт/м}^2 \text{)}$$

4.1.5 Визначаємо відношення

$$q''/q' = 0,7 < 1,05.$$

Точність розрахунку задовільна, тому приймаємо остаточно:

$$\alpha_2'' = 48 \text{ (кВт/м}^2 \cdot \text{К)},$$

$$k_2'' = 6,510 \text{ (кВт/м}^2 \cdot \text{К)}.$$

4.1.6 Відношення коефіцієнтів теплопередачі на вході і на виході:

$$k_{\text{вх}}/k_{\text{вих}} = 6,65/6,51 = 1,02 < 1,25,$$

тому коефіцієнт теплопередачі для всієї ділянки розраховуємо, як середнє арифметичне цих двох значень k .

$$K = 0,5 \cdot (6,65 + 6,51) = 6,58 \text{ кВт/м} \cdot \text{К}$$

5 *Визначаємо площу поверхні теплообміну, розрахункову довжину труб, розрахункову довжину середнього змійовика*

5.1 *Визначаємо площу поверхні теплообміну:*

$$F_P = Q_{ПГ} / (K \cdot \Delta t_{cp}) = 841.5 \cdot 10^3 / (6,58 \cdot 70,5) = 1,81 \cdot 10^3 \text{ м}^2.$$

5.2 *Визначаємо середню довжину труб:*

$$L_P = F_P / (\pi \cdot d_n) = 1,81 \cdot 10^3 / (3.14 \cdot 0,016) = 35.8 \cdot 10^3 \text{ м}.$$

5.3 *Визначаємо довжину одної труби середнього змійовика:*

$$l_p = L_P / n = 35.8 \cdot 10^3 / 12736 = 2,81 \text{ м}.$$

5.4 *Перерахуємо характеристики поверхні теплопередачі з врахуванням коефіцієнту запасу:*

$$K_3 = 1,125$$

$$\text{Маса 1м труби } 16 \times 1,5 \text{ мм} = 0,6 \text{ кг/м}.$$

5.5 *Площа поверхні теплопередачі ПГ*

$$F = F_P \cdot K_3 = 1,81 \cdot 10^3 \cdot 1,125 = 2,04 \cdot 10^3 \text{ м}^2.$$

5.6 *Довжина труб ПГ:*

$$L_P = L_P \cdot 1,125 = 35.8 \cdot 10^3 \cdot 1,125 = 40,3 \cdot 10^3 \text{ м}.$$

5.7 *Середня довжина одного змійовика (з врахуванням запасу):*

$$l = l_p \cdot 1,125 = 2.81 \cdot 1,125 = 3,16 \text{ м}.$$

5.8 *Загальна маса трубок*

$$M_P = L_P \cdot m_l \cdot 10^{-3} = 40.3 \cdot 0,6 = 24,18 \text{ т}.$$

Висновки

В результаті розрахунків визначено:

- питомий тепловий потік $q_n = 559 \text{ кВт/м}^2$;
- коефіцієнт теплопередачі ПГ $K = 6,58 \text{ кВт/м} \cdot \text{К}$;
- загальну довжину труб $L_P = 40,3 \cdot 10^3 \text{ м}$;
- площу поверхні теплопередачі $F = 2,04 \cdot 10^3 \text{ м}^2$;
- загальну масу трубок $M_P = 24,18 \text{ т}$.

4 Дані для самостійного розрахунку ПГ

При розрахунках прийняти:

- розмір труб поверхні теплообміну, 16x1.5 мм;
- матеріал труб теплообміну сталь, ОХ18Н10Т;
- інші дані взяти з таблиць, або h-s діаграми.

Індивідуальні дані для розрахунку взяти з табл. 2.

Таблиця 2
Індивідуальні дані для розрахунку

№/пп	G_1 м ³ /Год.	t_1 °C	t_2 °C	$t_{жв}$ °C	P_1 МПа	P_2 МПа	$D_{пр}$ %D
1	$15 \cdot 10^3$	320	290	220	16.0	3.5	1.08
2	$16 \cdot 10^3$	320	292	222	14.5	4.5	0.95
3	$17 \cdot 10^3$	315	288	226	15.5	4.0	0.97
4	$18 \cdot 10^3$	310	285	230	16.0	5.3	0.96
5	$16.5 \cdot 10^3$	325	295	222	15.0	4.7	1.03
6	$19 \cdot 10^3$	318	293	230	15.8	5.0	1.15
7	$19.5 \cdot 10^3$	325	292	220	15.7	5.5	1.07
8	$18.5 \cdot 10^3$	327	297	222	14.8	5.2	1.10
9	$17.5 \cdot 10^3$	317	298	230	15.7	4.8	1.05

Література

1. Ривкин С. Л., Александров А. А. Термодинамические свойства воды и водяного пара. Москва : Издательство стандартов, 1984.

2. Рассохин Н. Г. Парогенераторные установки атомных электростанций. М. : Энергоатомиздат, 1987.

3. Про затвердження Комплексної (зведеної) програми підвищення рівня безпеки енергоблоків атомних електростанцій. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/1270-2011-%D0%BF>

3. World Nuclear Performance Report 2017. Asia Edition. URL: <http://www.world-nuclear.org/getattachment/OurAssociation/Publications/Online-Reports/World-Nuclear-Performance-Report2017-Asia-Edition/world-nuclear-performance-report-2017-asia.pdf.aspx> 70

Тема 11. Аналіз існуючих ядерних енергетичних установок. Їх переваги та недоліки

Конструкції, принципи дії та типи існуючих і перспективних АЕС

Атомна електростанція (АЕС) - комплекс споруд, машин, апаратів і пристроїв за допомогою яких тепло для генерації пари, що обертає турбіну, створюється внаслідок процесу ланцюгової реакції розпаду ядер у реакторі. Турбіна, завдяки енергії пари, обертає ротор електричного генератора, створюючи електричний струм.

В результаті роботи АЕС утворюються шкідливі речовини - радіоактивні відходи та відпрацьоване ядерне паливо. Обидва продукти є небезпечними для людини і довкілля. Вони вимагають переробки та тривалого зберігання.

1 Українські АЕС

В Україні розташовані 5 АЕС:

- Чорнобильська атомна електростанція (ЧАЕС) - у м. Чорнобиль (Київська обл.); на ній у *квітні 1986 року сталась одна з найбільших в історії людства техногенних катастроф (Чорнобильська аварія)*, внаслідок чого досі тривають капіталоемні аварійні роботи, заходи з реабілітації постраждалих територій (т.зв. Чорнобильська зона) і населення, яке на них проживало і проживає.

Аварія на ЧАЕС спонукала переглянути перспективи зростання частки «мирного атому» в загальному виробництві електроенергії у світі; на більшості АЕС світу були прийняті додаткові заходи щодо систем захисту і безпеки, а *в Україні до 22 жовтня 1993 року діяв мораторій на будівництво нових АЕС*.

Понад 20 років ЧАЕС залишалась діючою АЕС, а її закриття стало однією з вимог до України з боку ЄС, а також передумовою для вступу України до ВТО. *21 липня 2007 року президент України Віктор Ющенко підписав указ про закриття ЧАЕС, яка, проте, і надалі функціонує (у черговому режимі)*.

- Південноукраїнська атомна електростанція - у м. Южноукраїнськ (Миколаївська обл.) споряджена трьома блоками ВВЕР – 1000.

- Хмельницька атомна електростанція - у м. Нетішин на Хмельниччині; 2 енергоблоки ВВЕР - 1000.

- Запорізька атомна електростанція - у м. Енергодар (Запорізька область); найбільша в Україні (і в Європі); 6 енергоблоків типу ВВЕР - 1000.

- Рівненська атомна електростанція - у м. Вараш; 4 енергоблоки 2 ВВЕР – 1000 та 2 ВВЕР - 440.

На працюючих українських АЕС встановлено 15 енергоблоків загальною потужністю 13888 Мвт, які виробляють приблизно 40~50% від загального обсягу споживання електроенергії в Україні.

Часто ЗМІ повідомляють про позаштатні ситуації на українських (і не тільки) АЕС, включно з аварійними відключеннями окремих енергоблоків, так що всі енергоблоки разом в Україні майже ніколи не працюють. Коефіцієнт використання встановленої потужності АЕС не перевищує 60%. Але незважаючи на це АЕС лишаються надійним джерелом електроенергії і в Україні планують

побудувати ще декілька енергоблоків. Зокрема, в останній час, точаться розмови щодо побудови на Рівненській АЕС пілотних *малопотужних енергоблоків*.

2 Класифікація АЕС

За типом встановлених реакторів:

1. Реактори на теплових нейтронах, що використовують спеціальні сповільнювачі нейтронів, для збільшення ймовірності поглинання нейтрона ядрами атомів палива.
2. Реактори на легкій воді.
3. Графітові реактори.
4. Реактори на важкій воді.
5. Реактори на швидких нейтронах.
6. Субкритичні реактори, що використовують зовнішні джерела нейтронів.
7. Термоядерні реактори.

За видом енергії, що відпускається:

Атомні станції за енергією, що відпускається, можна розділити на:

1. Атомні електростанції (АЕС), призначені для виробітку лише електроенергії
2. Атомні теплоелектроцентралі (АТЕЦ), що виробляють як електроенергію, так і теплову енергію
3. Атомні станції тепlopостачання (АСТ), що виробляють тільки теплову енергію

Зауважимо, що практично на всіх атомних станціях є теплофікаційні установки, призначені для підігріву мережної води.

3 Принцип дії АЕС

На рис.1 показана схема роботи атомної електростанції з двоконтурним водо-водяним енергетичним реактором. Енергія, що виділяється в активній зоні реактора, передається теплоносієві першого контуру. Далі теплоносій надходить у теплообмінник (парогенератор), де нагріває до кипіння воду другого контуру. Отримана при цьому пара подається у турбіни, що обертають електрогенератори. На виході з турбін пара надходить у конденсатор, де охолоджується великою кількістю води з системи охолодження (водойма, або градирні).

В циркуляційному контурі реактора знаходиться компенсатор тиску. Він є складною конструкцією, яка служить для вирівнювання коливань тиску в контурі під час роботи реактора, що виникають внаслідок теплового розширення теплоносія. Тиск у 1-му контурі може доходити до 160 ат (ВВЭР-1000).

Крім води, у різних реакторах як теплоносій може застосовуватися також розплавлений натрій або газ. Використання натрію дозволяє спростити конструкцію оболонки активної зони реактора (на відміну від водяного контуру, тиск у натрієвому контурі не перевищує атмосферний), позбутися компенсатора тиску, але має свої труднощі, пов'язані з підвищеною хімічною активністю цього металу.

Загальна кількість контурів може змінюватися для різних реакторів, схема на рис. 1 наведена для реакторів типу ВВЭР (Водо-водяний енергетичний

реактор). Реактори типу РБМК (Реактор великої потужності каналного типу) використовує один водяний контур, а реактори БН (реактор на швидких нейтронах) - два натрієві й один водяний контури.

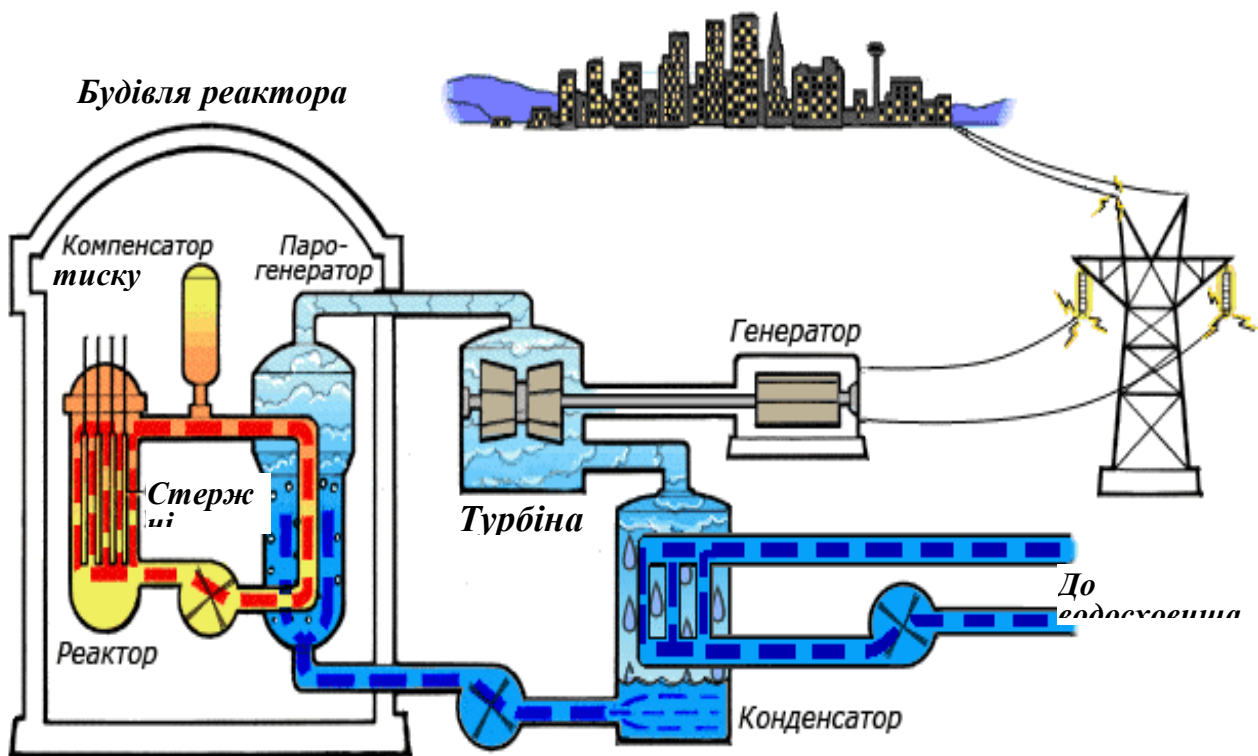


Рис. 1. Схема роботи атомної електростанції з двоконтурним водо-водяним енергетичним реактором (ВВЕР).

4 Переваги і недоліки АЕС

Переваги атомних станцій:

1. Відсутність шкідливих хімічних та пилових викидів.
2. Викиди радіоактивних речовин у декілька раз менші від вугільної електростанції аналогічної потужності (зола вугільних ТЕС містить відсоток урану, торію і активного вуглецю, достатній для їхнього вигідного добування);
3. Невеликий обсяг використовуваного палива і можливість його повторного використання після переробки;
4. Висока потужність: 1000-1600 МВт на енергоблок;
5. Низька собівартість енергії, особливо теплової.

Недоліки атомних станцій:

1. Опромінене паливо небезпечно, вимагає складних і дорогих заходів щодо переробки й зберігання.
2. Небажаний режим роботи зі змінною потужністю для реакторів, що працюють на теплових нейтронах.
3. Наслідки можливого інциденту вкрай важкі, хоча його ймовірність досить низька.

4. Більші питомі (на 1 МВт встановленої потужності) капітальні вкладення, для блоків потужністю до 700-800 МВт, так і загальні, необхідні для будівлі станції, її інфраструктури, а також майбутньої ліквідації.

Перспективи

Незважаючи на зазначені недоліки, атомна енергія є найперспективнішою. Альтернативні способи одержання енергії, за рахунок енергії припливів, вітру, Сонця, геотермальних джерел та ін. на даний момент малопотужні та розсіяні.

На сьогодні розробляються міжнародні проекти ядерних реакторів нового покоління, наприклад ГТ-МГР, які дозволять підвищити безпеку і збільшити ККД АЕС. Росія приступила до будівництва першої у світі плаваючої АЕС.

США і Японія ведуть розробки міні-АЕС, з потужністю порядку 10-20 МВт для тепло- і електропостачання окремих виробництв, житлових комплексів, а в перспективі - індивідуальних будинків. Зі зменшенням потужності установки росте передбачуваний масштаб виробництва. Малогабаритні реактори (наприклад, NuRegion АЕС) створюються з використанням безпечних технологій, що багаторазово зменшують можливість витоку ядерної речовини.

Виробництво водню

Урядом США прийнята *Атомна воднева ініціатива*. Ведуться роботи (разом з Південною Кореєю) щодо створення атомних реакторів нового покоління, здатних виробляти у великих кількостях водень. INEEL (Idaho National Engineering Environmental Laboratory) прогнозує, що один енергоблок атомної електростанції наступного покоління буде виробляти щодня водень, у кількості еквівалентній 750 м³ бензину. Фінансуються дослідження можливостей виробництва водню на існуючих атомних електростанціях.

Термоядерна енергетика

Ще більш цікавою, хоча й дещо віддалено перспективною виглядає ідея використання енергії ядерного синтезу. Термоядерні реактори за розрахунками будуть споживати менше палива на одиницю енергії, і це паливо (дейтерій, літій, гелій-3) рівно ж і продукти їх синтезу нерадіоактивні та екологічно безпечні.

5 Будівництво АЕС

5.1 Вимоги до вибору майданчика для будівництва АЕС

Однією з основних вимог при оцінці можливості будівництва АЕС є гарантування безпеки її експлуатації для населення, яка регламентується нормами радіаційної безпеки. *Одним із заходів захисту навколишнього середовища - території й населення від шкідливих впливів при експлуатації АЕС є організація навколо неї санітарно-захисної зони.*

При виборі місця будівництва АЕС повинна враховуватися можливість створення санітарно-захисної зони, у вигляді кола, центром якого є вентиляційна труба АЕС. *У санітарно-захисній зоні забороняється проживати населенню.* Особлива увага повинна бути звернена на дослідження вітрових режимів у районі будівництва АЕС для того, щоб розташовувати атомну електростанцію з підвітряної сторони щодо населених пунктів. Виходячи, з можливості аварійного

витоку активних рідин перевага віддається майданчикам із глибоким розміщенням ґрунтових вод.

При виборі майданчика для будівництва атомної електростанції велике значення має технічне водопостачання. Атомна електростанція - великий водокористувач. Споживання води АЕС незначне, а використання велике, тобто в основному вода повертається у джерело водопостачання. До АЕС, так само як і до всіх споруджуваних промислових будівель, ставляться вимоги щодо збереження навколишнього середовища. При виборі майданчика для будівництва атомної електростанції необхідно керуватися наступними вимогами:

- землі, що приділяються для спорудження АЕС, непридатні або малоприсадибні для сільськогосподарського виробництва;
- майданчик будівництва розташовується біля водойм та рік, на не затоплюваних паводковими водами територіях;
- ґрунти майданчика допускають будівництво будинків і споруджень без виконання додаткових дорожніх заходів;
- рівень ґрунтових вод перебуває нижче глибини закладення підвалів будинків і підземних інженерних комунікацій і на водозниження при будівництві АЕС не потрібно додаткових витрат;
- майданчик має відносно рівну поверхню з ухилом, що забезпечують поверхневий водовідвід.

Майданчика будівництва АЕС, як правило, не допускається розташовувати:

- у зонах активного карсту;
- у районах важких (масованих) зсувів і селевих потоків;
- у районах можливої дії сніжних лавин;
- у районах заболочених і перезволожених з постійним припливом напірних ґрунтових вод,
- у зонах великих провалів у результаті гірничих виробітків;
- у районах, що піддаються впливу катастрофічних явищ, як цунамі й т.п.
- у районах залягання корисних копалин;

Для визначення можливості будівництва АЕС у намічених районах і порівняння варіантів за геологічними, топографічними і гідрометеорологічними умовами на стадії вибору майданчика роблять спеціальні вишукування за кожним варіантом розміщення електростанції.

5.2 Будівлі і споруди АЕС

До складу атомної електростанції входять будинку й споруди різного призначення й відповідно різного конструктивного виконання. Це багатоповерхова і багатопрогонова будівля головного корпусу з масивними залізобетонними конструкціями, що огорожують радіоактивний контур; окремо розміщені будівлі допоміжних систем, наприклад хімводоочистки, дизель-генераторна, азотна станція. Ці будівлі переважно виконують зі збірних залізобетонних типових конструкцій; підземні канали й тунелі, прохідні й непрохідні для розміщення кабельних потоків і трубопроводів, зв'язки між системами; надземні естакади, що з'єднують між собою головний корпус і допоміжні будинки й споруди, а також будинок адміністративного санітарно-побутового корпусу. Найбільш складним і відповідальним будинком атомної

електростанції є головний корпус, який є системою споруд, утворених у каркасними будівельними конструкціями й масивами реакторного відділення.

6 Особливості інженерного устаткування

Особливістю АЕС, як і будь-яких будівель ядерних установок, є наявність у процесі експлуатації іонізуючих випромінювань. Цей особливий фактор необхідно враховувати при проектуванні. Основним джерелом випромінювань на АЕС є ядерний реактор, у якому відбувається реакція поділу ядер пального. Ця реакція супроводжується всіма відомими видами випромінювань.

Ядерний реактор - пристрій, у якому здійснюється керована ланцюгова ядерна реакція, що супроводжується виділенням енергії.

Незатухаюча керована ланцюгова реакція поділу ядер (коротко - ланцюгова реакція) була вперше здійснена у грудні 1942 р. групою фізиків Чиказького університету, очолюваною Енріко Фермі. Вони спроектували і побудували перший у світі ядерний реактор, названий СР-1. Він складався із графітових блоків, між якими були розташовані кулі з природного урану і його двооксиду. Швидкі нейтрони, що з'являються після поділу ядер ^{235}U , уповільнювалися графітом до теплових енергій, а потім викликали нові поділи ядер. Реактори, подібні СР-1, у яких основна частка поділів відбувається під дією теплових нейтронів, називають ***реакторами на теплових нейтронах***. До їхнього складу входить дуже багато сповільнювача порівняно з ураном.

У СРСР теоретичні й експериментальні дослідження особливостей пуску, роботи й контролю реакторів були виконані групою фізиків та інженерів під керівництвом академіка І. В. Курчатова.

Перший радянський реактор Ф-1 був введено у критичний стан 25 грудня 1946 р. Реактор Ф-1 був набраний із графітових блоків і мав форму кулі діаметром приблизно 7,5 м. У центральній частині кулі діаметром 6 м в отворах у графітових блоках розміщені уранові стрижні. Результати досліджень на реакторі Ф-1 стали основою проектів більш складних за конструкцією промислових реакторів. У 1949 р. уведений у дію реактор з виробництва збройового плутонію, а 27 червня 1954 р. впроваджена в експлуатацію перша у світі атомна електростанція електричною потужністю 5 Мвт у м. Обнінську.

На сьогодні за даними МАГАТЕ, у світі діє 438 реакторів у 30 країнах. Також ведеться будівництво ще 44 реакторів.

7 Класифікація реакторів

За ***призначенням*** ядерні реактори діляться на:

1. ***Експериментальні*** реактори, призначені для вивчення різних фізичних величин, значення яких необхідно для проектування й експлуатації ядерних реакторів; потужність таких реакторів не перевищує кількох кВт.

2. ***Дослідницькі*** реактори, у яких потоки нейтронів і гамма-квантів, створювані в активній зоні, використовуються для досліджень в області ядерної фізики, фізики твердого тіла, радіаційної хімії, біології, для випробування матеріалів, призначених для роботи в інтенсивних нейтронних потоках (у т.ч. деталей ядерних реакторів), для виробництва ізотопів. Потужність дослідницьких

реакторів не перевершує 100 Мвт. Енергія, що виділяється, як правило, не використовується.

3. **Ізотопні** (збройові, промислові) реактори, використовувані для виробітку ізоотопів, що використовуються у ядерних озброєннях, наприклад ^{239}Pu .

4. **Енергетичні** реактори, призначені для одержання електричної й теплової енергії, використовуваної в енергетиці, при опрісненні води, для приводу силових установок кораблів, літаків і космічних апаратів, у виробництві водню й металургії і т.д. Теплова потужність сучасних енергетичних реакторів сягає 5 Гвт.

За спектром нейтронів:

1. Реактор на теплових нейтронах («тепловий реактор»)
2. Реактор на швидких нейтронах («швидкий реактор»)
3. Реактор на проміжних нейтронах
4. Реактор зі змішаним спектром

За розміщенням палива

1. Гетерогенні реактори, де паливо розміщується в активній зоні дискретно у вигляді блоків, між якими перебуває сповільнювач;

2. Гомогенні реактори, де паливо й сповільнювач представляють однорідну суміш (гомогенну систему).

Блоки ядерного палива в гетерогенному реакторі називаються тепловиділяючими елементами (Твелями), які розміщуються в активній зоні у вузлах правильних ґрат, утворюючи гнізда.

За видом палива:

- ізоотопи урану 235 і 233 (^{235}U і ^{233}U)
- ізоотоп плутонію 239 (^{239}Pu)
- ізоотоп торія 232 (^{232}Th) (за допомогою перетворення в ^{233}U)

За ступенем збагачення:

1. Природний уран
2. Слабо збагачений уран
3. Чистий ізоотоп, що ділиться

За хімічним складом:

- металевий U
- UO_2 (двооксид урану)
- UC (карбід урану) і т.д.

За видом теплоносія:

- H_2O (вода, див. Водо-водяний реактор)
- Газ, (див. Графіто-газовий реактор)
- D_2O (важка вода, див. Важководний ядерний реактор, CANDU)
- Реактор з органічним теплоносієм
- Реактор з рідкометалевим теплоносієм
- Реактор на розплавах солей
- Реактор із твердим теплоносієм

За родом сповільнювача:

- З (графіт, див. Графіто-газовий реактор, Графіто-водний реактор)
- H_2O (вода, див. Легководний реактор, Водо-Водяний реактор, ВВЕР)
- D_2O (важка вода, див. Важководний ядерний реактор, CANDU)
- Be, BeO
- Гідриди металів
- Без сповільнювача (Реактор на швидких нейтронах)

За конструкцією:

1. Корпусні реактори
2. Канальні реактори

За способом генерації пари:

1. Реактор із зовнішнім парогенератором (водо-водяний реактор, ВВЕР)
2. Киплячий реактор

На початку ХХІ століття найпоширеніші гетерогенні ядерні реактори на теплових нейтронах зі сповільнювачами - H_2O , D_2O і теплоносіями - H_2O , газ, D_2O , наприклад, водо-водяні ВВЕР та канальні РБМК.

Перспективними є також швидкі реактори. Паливом у них служить ^{238}U , що дозволяє в десятки раз поліпшити використання ядерного палива порівняно з тепловими реакторами, що суттєво збільшує ресурси ядерної енергетики.

8 Вигорання й відтворення ядерного палива

У процесі роботи ядерного реактора через нагромадження у паливі осколків розпаду змінюється його ізотопний і хімічний склад, відбувається утворення трансуранових елементів, головним чином ізотопів Pu. **Вплив осколків розпаду на реактивність реактора називається отруєнням** (для радіоактивних осколків) і **зашлаковуванням** (для стабільних ізотопів).

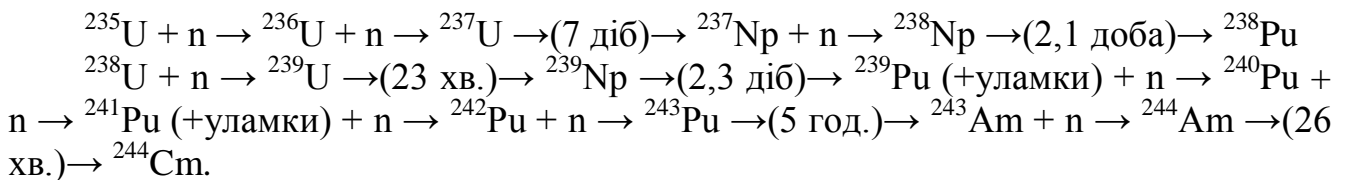
Основна причина отруєння реактора - ^{135}Xe , що має найбільший переріз поглинання нейтронів ($2,6 \cdot 10^6$ барн). Період піврозпаду ^{135}Xe $T_{1/2} = 9,2$ год.; вихід при діленні становить 6-7 %. Основна частина ^{135}Xe утворюється в результаті розпаду ^{135}I ($T_{1/2} = 6,8$ год.). При отруєнні K_{ef} змінюється на 1-3 %. Великий переріз поглинання ^{135}Xe та наявність проміжного ізотопа ^{135}I приводять до двох важливих явищ:

- збільшення концентрації ^{135}Xe і, отже, до зменшення реактивності реактора після його зупинки або зниження потужності («йодна яма»), що унеможливорює короточасні зупинки й коливання вихідної потужності. Даний ефект долається введенням запасу реактивності в органах регулювання. Глибина й тривалість йодної ями залежать від потоку нейтронів Φ : при $\Phi = 5 \cdot 10^{18}$ нейтрон/($cm^2 \cdot s$) тривалість йодної ями ~ 30 год., а глибина у 2 рази перевищує стаціонарну зміну K_{ef} , що викликається отруєнням ^{135}Xe .

Через отруєння можуть бути просторово-часові коливання нейтронного потоку Φ , а, отже, і потужності реактора. Ці коливання виникають при $\Phi > 10^{18}$ нейтронів/($cm^2 \cdot s$) і великих розмірах реактора. Період коливань ~ 10 год.

При розпаді ядер виникає велика кількість стабільних осколків, які різняться перерізами поглинання порівняно перерізом поглинання ізотопу, що ділиться. Концентрація осколків з більшим значенням перерізу поглинання досягає насичення протягом декількох перших діб роботи реактора. Головним чином це ^{149}Sm , що змінює K_{eff} на 1 %). Концентрація осколків з малими перерізами поглинання і внесена ними негативна реактивність зростають лінійно з часом.

Утворення трансуранових елементів у ядерному реакторі відбувається за схемами:



Час між стрілками позначає період напіврозпаду, «+n» позначає поглинання нейтрона.

На початку роботи реактора відбувається лінійне нагромадження ^{239}Pu , причому тим швидше (при фіксованім вигорянні ^{235}U), чим менше збагачення урану. Далі концентрація ^{239}Pu прямує до постійної величини, яка не залежить від ступеня збагачення, а визначається відношенням перерізів захоплення нейтронів ^{238}U та ^{239}Pu . Характерний час установлення рівноважної концентрації $^{239}\text{Pu} \sim 3/\Phi$ років (Φ вод. 10^{13} нейтронів/(см²·с)). Ізотопи ^{240}Pu , ^{241}Pu досягають рівноважної концентрації тільки при повторному спалюванні пального в ядерному реакторі після регенерації ядерного палива.

Вигоряння ядерного палива характеризують сумарною енергією, що виділилася в реакторі однією тонною палива. Ця величина становить:

- ~ 10 Гвт·доба/т - реактори на важкій воді;
- ~ 20-30 Гвт·доба/т - реактори на малозбагаченому урані (2-3 % ^{235}U);
- до 100 Гвт·доба/т - реактори на швидких нейтронах.

Вигоряння 1 Гвт·доба/т відповідає згоранню 0,1 % ядерного палива.

З вигорянням палива реактивність реактора зменшується. **Заміна вигорілого палива робиться відразу із усієї активної зони або поступово, залишаючи в роботі твели різних «віків».**

У випадку повної заміни палива, реактор має надлишкову реактивність, яку потрібно компенсувати, тоді як у другому випадку компенсація потрібна тільки при першому пуску реактора. Безперервне перевантаження дозволяє підвищити глибину вигоряння, тому що реактивність реактора визначається середніми концентраціями ізотопів, що діляться.

Маса завантаженого палива перевершує масу вивантаженого за рахунок «ваги» енергії, що виділилася. Після зупинки реактора, спочатку головним чином за рахунок розпаду запізнілими нейтронами, а потім, через 1-2 хв, за рахунок β - і γ -випромінювання осколків розпаду і трансуранових елементів, у паливі триває виділення енергії. Якщо реактор працював досить довго до моменту зупинки, то через 2 хв. після зупинки виділення енергії становить близько 3 %, через 1 год. - 1%, через добу - 0,4 %, через рік - 0,05 %.

9 Керування ядерним реактором

Ядерний реактор може працювати з заданою потужністю протягом тривалого часу тільки в тому випадку, якщо на початку роботи має запас реактивності. Процеси, що протікають у реакторі, викликають погіршення здатності розмноження нейтронів і без механізму відновлення реактивності реактор не зміг би працювати навіть малий час. Первісний запас реактивності створюється шляхом будівництва активної зони з розмірами, що значно перевершують критичні. Щоб реактор не ставав надкритичним, в активну зону вводяться речовини-поглиначі нейтронів. Поглиначі входять до складу матеріалу керуючих стрижнів, що переміщуються відповідними каналами в активній зоні. Причому якщо для регулювання досить всього декількох стрижнів, то для компенсації початкового надлишку реактивності число стрижнів може досягати сотні. Компенсуючі стрижні поступово виводяться з активної зони реактора, забезпечуючи критичний стан протягом всього часу його роботи. Компенсація вигорання може також досягатися застосуванням спеціальних поглиначів, ефективність яких знижується при захопленні ними нейтронів (Cd, В, рідкоземельні елементи) або розчинів поглинаючих речовин у сповільнювачі.

Керування ядерним реактором спрощує той факт, що частина нейтронів при розподілі вилітає з осколків із запізненням, яке може скласти від 0,2 до 55 сек. Завдяки цьому, нейтронний потік i , відповідно, потужність змінюються досить плавно, даючи час на прийняття рішень й зміни стану реактора зовнішніми діями.

Для керування ядерним реактором служить система керування(управління) й захисту (СУЗ). Органи СУЗ діляться на:

- аварійні, що зменшують реактивність (вводять у реактор негативну реактивність) з появою аварійних сигналів;
- автоматичні регулятори, що підтримують постійним нейтронний потік Φ (тобто потужність на виході);
- що компенсують, служать для компенсації отруєння, вигорання, температурних ефектів.

У більшості випадків для керування реактором використовують стрижні, що вводяться в активну зону, виготовлені з матеріалів, що сильно поглинають нейтрони (Cd та ін.). Рух стрижнів управляється спеціальними механізмами, що працюють по сигналах приладів, чутливих до величини нейтронного потоку.

Робота органів СУЗ помітно спрощується для реакторів з негативним температурним коефіцієнтом реактивності (з ростом температури ρ зменшується).

На основі інформації про стан реактора, спеціальним обчислювальним комплексом формуються рекомендації операторові щодо зміни стану реактора, або, у певних межах, керування реактором робиться без участі оператора.

На випадок непередбаченого катастрофічного розвитку ланцюгової реакції, у кожному реакторі передбачене екстрене припинення ланцюгової реакції, здійснюване скиданням в активну зону спеціальних аварійних стрижнів або стрижнів безпеки - система аварійного захисту.

Реактор на теплових нейтронах - ядерний реактор, що використовує для підтримки ланцюгової ядерної реакції нейтрони, кінетична енергія яких співмірна

з енергією теплового руху частинок речовини, - теплової частини спектра енергії нейтронів.

Активна зона реактора на теплових нейтронах складається зі сповільнювача, ядерного палива, теплоносія й конструкційних матеріалів. Більшість швидких нейтронів у такому реакторі сповільнюється до теплових енергій, а потім поглинається в активній зоні.

Для зменшення завантаження ядерного палива в реакторах на теплових нейтронах застосовують конструкційні матеріали з малим перерізом радіаційного захоплення нейтронів. До них відносяться алюміній, магній, цирконій та ін. Невеликі втрати нейтронів у сповільнювачі й конструкційних матеріалах дають можливість використовувати як ядерне паливо для реакторів на теплових нейтронах природний і слабозбагачений уран.

У потужних енергетичних реакторах не завжди вдається підібрати потрібні конструкційні матеріали з невеликим перерізом поглинання. Тоді оболонки, канали й інші частини конструкції реакторів виготовляють із матеріалів, що інтенсивно поглинають нейтрони, таких, як нержавіюча сталь. Додаткові втрати теплових нейтронів у конструкційних матеріалах компенсуються використанням урану з високим збагаченням - до 10 %.

У реакторах на теплових нейтронах досить істотне поглинання нейтронів продуктами розпаду, для компенсації якого в активну зону перед початком кампанії закладають додаткову масу ядерного палива. Ця добавка збільшується з ростом кампанії й питомої потужності реактора.

Гетерогенний ядерний реактор - реактор, у якому ядерне паливо конструктивно відділене від сповільнювача й інших елементів активної зони.

Основна ознака гетерогенного реактора - наявність тепловиділяючих елементів (твелів). Твели можуть мати різну форму (стрижні, пластини і т.д.), але завжди існує чітка границя між паливом, сповільнювачем, теплоносієм і т.д.

10 Водо-водяний енергетичний ядерний реактор

Реактор такого типу використовує як сповільнювач і теплоносієм високоочищену воду. На атомних електростанціях України, Росії та деяких інших країн широко застосовуються реактори марки ВВЕР, що працюють за цією схемою.

У фізичних (дослідних) водо-водяних реакторах звичайно використовують воду під атмосферним тиском. Корпуси таких реакторів герметичної кришки не мають, і вода в них перебуває під атмосферним тиском (має відкритий рівень).

Енергетичні водо-водяні реактори (зокрема, ВВЕР) працюють з водою під тиском. Застосування води як теплоносія і сповільнювача визначає ряд специфічних особливостей реакторів. Тому звичайно ці реактори виділяються в самостійну групу й іменуються реакторами, охолоджуваними водою під тиском.

Приклади водо-водяних реакторів:

- ВВЕР (Росія)
- PWR (Вестингауз, США)
- EPR (AREVA, Франція - Німеччина)

Особливості використання води

Переваги:

1. Використання води як теплоносія і сповільнювача в ядерних установках має ряд переваг.
2. Технологія виготовлення таких реакторів добре вивчена й відпрацьована.
3. Вода, володіючи гарними теплопередавальними властивостями, відносно просто й з малими втратами потужності перекачується насосами. (При однакових умовах коефіцієнт теплопередачі для важкої води на 10% більший порівняно з коефіцієнтом теплопередачі для легкої води.)
4. Використання води як теплоносія дозволяє здійснити безпосередню генерацію пари в реакторі (киплячі реактори). Легка вода використовується також для організації пароводяного циклу у вторинному контурі.
5. Незаймистість і неможливість затвердіння води спрощує проблему експлуатації реактора й допоміжного устаткування.
6. Звичайна хімічно-несолена вода відносно дешева.
7. Використання води забезпечує безпеку експлуатації реактора.
8. У реакторах з водяним теплоносієм-сповільнювачем при відповідній конструкції активної зони можна досягти негативного температурного коефіцієнта реактивності, що забезпечує реактор від довільного розгону потужності.
9. Дозволяє створювати блоки потужністю до 1600 Мвт (обмежується можливістю транспортування корпусу реактора по залізниці).

Недоліки:

1. Вода взаємодіє з ураном і його сполуками (корозія) при аварійних ситуаціях, тому тепловидільні стрижні повинні забезпечуватися антикорозійними покриттями (звичайно цирконій). При підвищених температурах води конструкційні матеріали також повинні підбиратися з досить гарними антикорозійними властивостями, або повинен вестися спеціальний водно-хімічний режим, що зв'язує кисень, який утворюється у воді при її радіолізі. Особливо необхідно відзначити високу інтенсивність корозії багатьох металів у воді при температурі вище 300°C.
2. Проблема добору корозійностійких матеріалів ускладнюється необхідністю мати високий тиск води при підвищених температурах. Високий тиск у реакторі ускладнює конструкцію корпусу реактора і його окремих вузлів.
3. Можливість аварії з протіканням теплоносія, і необхідність засобів її, що компенсують.
4. Вартість важкої води велика (актуально тільки для реакторів на важкій воді типу CANDU). Це вимагає контролю витoku води та її втрат, що ускладнює конструкцію енергетичного устаткування й експлуатацію установки.

Активация води

Важливою проблемою при використанні води для охолодження реакторів є наведена активність, яка визначається активацією атомів кисню й продуктів корозії встаткування 1-го контуру.

Активність властиво самої води визначається активністю ізотопу кисню -16, період напіврозпаду якого становить ~ 15 годин, у такий спосіб через 2-4 дні після зупинки реактора радіоактивність теплоносія 1-го контуру спадає в сотні раз, і визначається тільки активністю продуктів корозії, які вилучаються з води на звичайних іонообмінних фільтрах. Очищена в такий спосіб вода накопичується в баках запасу чистого конденсату й використовується для потреб турбінного відділення.

Завдання для самостійної роботи

1. Що таке АЕС та як вони класифікуються за типом реакторів.
2. Використовуючи пошук в Інтернеті, визначіть число блоків АЕС в Україні для яких закінчився гарантійний час експлуатації. Вкажіть для кожної АЕС число таких блоків. Що з ними робити?
3. Розширена класифікація ядерних реакторів.
4. Що таке реактивність, як вона зв'язана з числом розмноження нейтронів та що таке «йодна яма»? Коли вона виникає?
5. Які перспективи використання ядерної енергетики?
8. Керування ядерним реактором.
9. Вигорання та відтворення ядерного палива.
10. Принципи керування ядерним реактором.
11. Особливості використання води в ядерних реакторах.
12. Що робити з відпрацьованим ядерним паливом? Існуючі способи зберігання та перспективи.

Література

1. Ядерна енергетика у світі та в Україні: поточний стан та перспективи розвитку. URL: http://old.razumkov.org.ua/upload/2015_atom-1.pdf
2. World Energy Outlook 2017. URL: <http://www.iea.org/Textbase/npsum/weo2017SUM.pdf>
3. Climate change and nuclear power 2016. URL: <http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/CCANP16web86692468.pdf>
6. Екологічна безпека як головний принцип роботи РАЕС URL: http://www.energoatom.kiev.ua/ua/actvts/nuclear/ecology/44921-ekologchna_bezpeka_yak_osnovniyi_printcip_roboti_raes/
7. Nuclear Security Plan 2014–2017. URL: <http://www-ns.iaea.org/downloads/security/nuclear-security-plan2014-2017.pdf>.
8. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13>
9. World Nuclear Performance Report 2017 URL: <http://www.world-nuclear.org/getattachment/OurAssociation/Publications/Online-Reports/World-Nuclear-Performance-Report2017-Asia-Edition/world-nuclear-performance-report-2017-asia.pdf.aspx>

Тема 12. Газотурбінні, парогазові та газопарові установки

1 Паротурбінні, газотурбінні і комбіновані установки

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

Якщо виробляють тільки електричну енергію (рис. 1), то застосовують конденсаційні ПТУ, якщо електричну і теплову - теплофікаційні ПТУ (які мають регульовані відбори пари 4, що йде на теплопостачання).

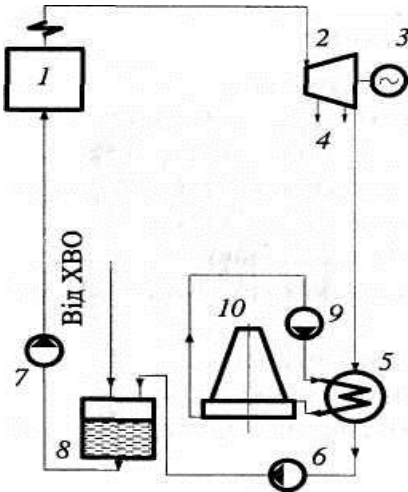


Рис. 1. Принципова схема конденсаційної паротурбінної установки: 1 - паровий котел; 2 - турбіна; 3 - електрогенератор; 4 - відбори пари; 5 - конденсатор; 6 - конденсатний електронасос (КЕН); 7 - живильний електронасос; 8 - бак живильної води; 9 - циркуляційний насос охолодної води; 10 - градирня.

Основними елементами ПТУ є: котел 1, турбіна 2, електрогенератор 3, конденсатор 5, циркуляційний 6, конденсатний 7 насоси, циркуляційний насос охолодної води 9, бак живильної води 8 і охолоджувач циркуляційної води (градирня) 10. В такій установці хімічна енергія палива, яке спалюють у топці котла, перетворюється в теплову енергію і передається (через радіаційні і конвективні поверхні нагріву котла) живильній воді. У результаті утворюється насичена пара, що перегрівається в пароперегрівачі і далі надходить при відповідному тиску p_0 і температурі t_0 до парової турбіни.

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

Особливістю конденсаційної установки є те, що відпрацьована водяна пара (за винятком деякої її кількості - до 20-30 %, яка відбирається у вигляді нерегульованих відборів і подається в систему регенеративного підігріву живильної води) подається в конденсатор з тиском p_K , значно нижче атмосферного.

Конденсатор є теплообмінником поверхневого типу, де в результаті теплообміну між відпрацьованою парою і холодною циркуляційною водою відбувається конденсація пари при температурі t_K . Конденсат конденсатним насосом подають в систему регенеративного підігріву живильної води. Далі після термічної дегазації (для видалення корозійноактивних газів CO_2 і O_2) і додавання хімічно очищеної води (для поповнення втрат конденсату) живильну воду живильним насосом подають у котел. В результаті робочий цикл замикається.

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

Коли споживачеві (промислому об'єкту) потрібна в значній кількості пара для технологічних потреб, використовують парові турбіни з протитиском. У цьому випадку в схемі ПТУ немає конденсатора, і вся відпрацьована пара подається споживачеві. Конденсат пари, що надходить від споживача, частково або цілком повертається на станцію і використовується для живлення котлів. У таких установках кількість пари, що проходить через турбіну, а, отже, і кількість виробленої електроенергії цілком залежать від теплового споживання.

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

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

Газотурбінні установки порівняно з паровими мають такі особливості:

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

Газові турбіни зі згоранням при постійному тиску можна розподілити на турбіни, що працюють за розімкненим і замкненим циклами.

На рис. 2 подано принципову схему ГТУ, що працює у найпростішому розімкненому циклі (цикл Брайтона).

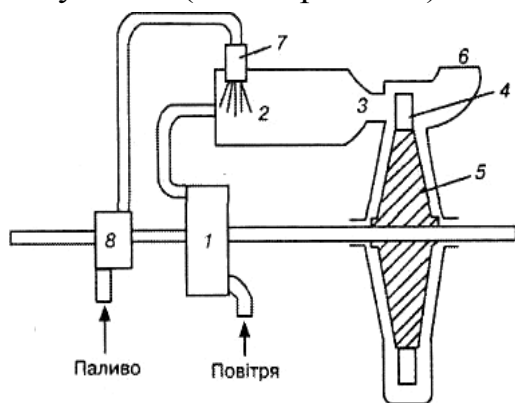


Рис. 2. Принципова схема газотурбінної установки зі згоранням при постійному тиску:

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

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

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

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

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

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

Є багато різних варіантів парогазових установок і відповідних циклів, що визначаються особливостями функціонування елементів ГТУ і ПГУ та їх взаємозв'язком. Одну з можливих схем ПГУ, що працює за бінарною схемою (за наявності двох силових контурів з роздільною подачею пари і газу в парову і газову турбіну) наведено на рис. 3.

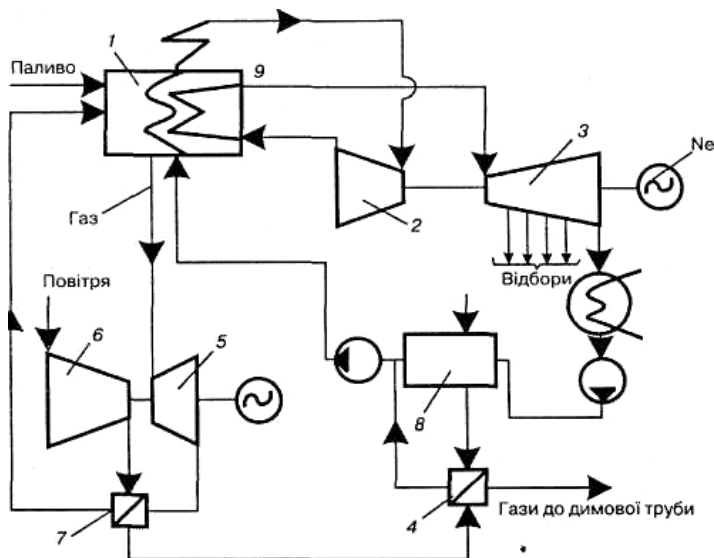


Рис. 3. Принципова схема ПГУ з високонапірним парогенератором:

1- паровий котел; 2 - парова турбіна (ЦВТ); 3 - парова турбіна (ЦНТ); 4 - економайзер; 5 - газова турбіна; 6 - компресор; 7 - регенератор; 8 - система регенеративного підігріву живильної води; 9 - проміжний перегрів водяної пари.

У цій схемі застосований високонапірний парогенератор 1, тобто котел спеціальної конструкції з топкою, що працює під тиском і забезпечує ефективну теплопередачу та високі теплові навантаження поверхонь нагріву (до 350 кВт/м²). Повітря, потрібне для горіння палива, подається осьовим компресором 6 через регенератор 7, де воно підігрівається відпрацьованими у газовій турбіні 5 газами. Після парогенератора газу подаються під тиском в газову турбіну. Відпрацьовані в турбіні газу подаються в регенератор для підігріву повітря і потім в економайзер 4 для підігріву живильної води паротурбінної установки, включеної послідовно із системою регенеративного підігрівача сіткової води 8. Пару високого тиску, отриману в парогенераторі, використовують для приводу парової двоциліндрової турбіни 2 і 3 з проміжним перегрівом пари 9.

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

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

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

2 Класифікація, параметри і схеми турбінних установок

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

Типи турбін і їх основні параметри наведено в табл. 1. Позначення турбіни складається з літер і цифр. Літери означають: К - конденсаційна турбіна без регульованих відборів пари; Т - теплофікаційна турбіна з регульованим відбором пари для опалення; П - теплофікаційна турбіна з регульованим промисловим відбиранням пари; ПТ - теплофікаційна турбіна з регульованим промисловим і опалювальним відборами пари; Р - турбіна з протитиском без регульованого відбору пари; ПР - теплофікаційна турбіна з протитиском і з регульованим промисловим відбором пари; ТР - теплофікаційна турбіна з протитиском і регульованим теплофікаційним відбором пари.

Перша комбінація цифр позначення у вигляді дробу визначає потужність: над скісною рисою - номінальна потужність (МВт), під рисою - максимальна потужність (МВт). Якщо перше числове позначення складається з одного числа, то воно визначає тільки номінальну потужність. Друге числове позначення для турбін К і Т означає тиск свіжої пари (кгс/см^2)*.

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

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

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

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

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

Таблиця 4.1. Типи турбін і їх основні параметри

Типорозмір турбіни	Потужність, МВт		Початкові параметри пари		Температура промпрегріву пари, °С	Абсолютний тиск, МПа		Витрата пари відбору, т/год (гран. відх. ±10%)	Температура води, °С	
	номінальна	максимальна	Абсолютний тиск, МПа	Температура, °С		пари відбирання	за турбіною (протитиск)		живильної (гран. відх. ±10%)	охолоджувальної
К-210-130	210	—	12,8	540	540	—	—	—	240	—
К-500-130	500	—	—	510	510	—	—	—	—	12, 15
К-300-240	300	—	—	—	—	—	—	—	—	—
К-500-240	500	—	—	—	—	—	—	—	—	—
К-800-240	800	—	23,5	540	540	—	—	—	270	—
К-1200-240	1200	—	—	—	—	—	—	—	—	—
К-1600-240	1600	—	—	—	—	—	—	—	—	—
П-6-35/5	6,0	6,6	3,4	435	—	0,50	—	40	145	20
Т-110/120-130	110	120	—	—	—	0,09	—	340	230	—
Т-175/210-130	175	210	12,8	555	—	—	—	520	—	20, 27
Т-180/210-130	180	210	—	—	—	0,10	—	460	250	—
Т-250/300-240	250	300	23,5	540	540	0,09	—	620	265	—
ПТ-12/15-35/10	12	15	3,4	435	—	1,00	—	50/40	145	—
ПТ-25/30-90/10	25	30	8,8	535	—	0,12	—	70/50	215	20
ПТ-80/100-130/13	80	100	12,8	555	—	1,30/0,09	—	185/130	250	—
ПТ-135/165-130/15	135	165	—	—	—	1,45/0,08	—	320/210	230	20, 27
Р-2,5-35/3	2,5	—	—	—	—	—	0,30	—	—	—
Р-4-35/5	4,0	—	—	—	—	—	0,50	—	—	—
Р-6-35/5	6,0	—	3,4	435	—	—	1,00	—	—	—
Р-6-95/10	6,0	—	—	—	—	—	0,50	—	—	—
Р-12-35/5	12	—	—	—	—	—	3,05	—	—	—
Р-12-70/31	12	—	8,8	535	—	—	1,30	—	—	—
Р-50/60-130/13	50	—	12,8	555	—	—	—	—	—	—
Р-100/105-130/15	100	—	12,8	555	—	—	1,45	—	230	—

3 Комбіновані установки

Комбінація парових і газових турбін дозволяє істотно підвищити їх техніко-економічні показники. Цього досягають, створюючи парогазові (ПГУ) і газопарові (ГПУ) комбіновані установки, класифікацію яких наведено на рис. 4..



Рис. 4. Схема класифікації комбінованих установок з паровими і газовими турбінами.

Парогазові установки (рис. 5) об'єднують безконтактність між продуктами згорання і парорідинним робочим тілом. Кожний з робочих агентів рухається в ізолюваному контурі і взаємодіє з іншими лише у формі теплообміну в апаратах поверхневого типу.

Схеми цієї групи можна віднести до комбінованих парогазових установок з роздільними контурами робочих тіл. На рис. 5 а, б наведено схеми ПГУ з високонапірними парогенераторами (ПГУ з ВПГ), у яких стиснене повітря після компресора (з тиском 3...5 атм) потрапляє в топку, що працює при відповідному тиску.

На рис. 5в відображено схему з передвключеною газовою турбіною, газу від якої скидають у котел нормальної конструкції. За рахунок надлишкового кисню, що міститься в цих газах, у тому самому котлі згорає додаткове паливо. Утворену водяну пару використовують у паровій турбіні. До палива в такій ПГУ не висувають спеціальних вимог.

Котел у схемі на рис. 5 в нічим не відрізняється від агрегатів нормальної конструкції, якщо не враховувати, що повітропідігрівник замінюють водяним економайзером, аналогічним водяному економайзерові установки з високонапірним парогенератором.

Схема на рис. 5 є варіантом поєднання звичайної паросилової установки з

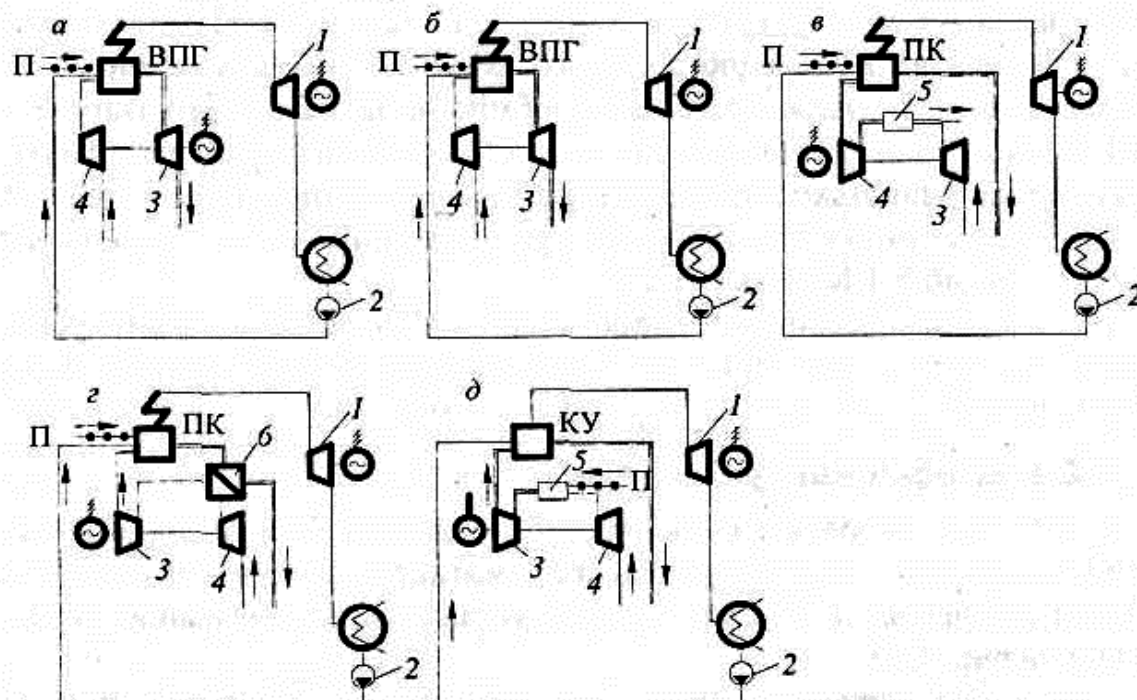


Рис. 5. Основні принципові схеми ПГУ: а, б- ПГУ з високонапірними парогенераторами; в - ПГУ з передвключеною паровою турбіною; г - комбінація ПТУ та ПГУ, що працює за напівзамкненою схемою; д - ПГУ з утилізацією теплоти вихлопних газів ГТУ; П - паливо; ПК - паровий котел «нормальної» конструкції; ВПГ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

ГТУ, коли останню виконують за напівзамкненою схемою. Тут не тільки цикл, але і послідовність виконаних у ньому процесів цілком аналогічні схемі на рис. 5 в. Камери згорання ГТУ немає, і повітря після компресора нагрівається тільки в поверхневому підігрівнику, розміщеному в газоході звичайного котла перед водяним економайзером. У зв'язку з тим, що вся підведена теплота виділяється тільки в топці котла, немає потреби в спеціальних видах палива, що відповідають вимогам ГТУ.

Якщо в топці котла нормальної конструкції, що працює за схемою з передвключеною ГТУ (рис. 5 в), не спалювати додаткове паливо, то вона перетвориться на утилізатор теплоти димових газів. Таку схему з утилізацією теплоти газів після ГТУ в паросиловій установці наведено на рис. 5 д.

У всіх розглянутих вище схемах (за винятком схеми на рис. 5 д) виробництво механічної енергії припадає в основному на парову частину циклу. Тому застосування комбінованих парогазових циклів з роздільними контурами робочих тіл треба розглядати як метод поліпшення характеристик звичайних паросилових установок.

Інші процеси виникають, якщо безпосередньо змішувати продукти згорання з пароводяним робочим тілом (рис. б). У *газопарових установках* продукти згорання безпосередньо контактують з пароводяним робочим тілом. Майже в усіх установках цієї групи переважна частина об'єднаного потоку робочого тіла

припадає на газоподібні продукти згорання. Установки з впорскуванням води в газовий тракт називають *газопарові контактні*, або скорочено ГПУ-К (рис. 6 а).

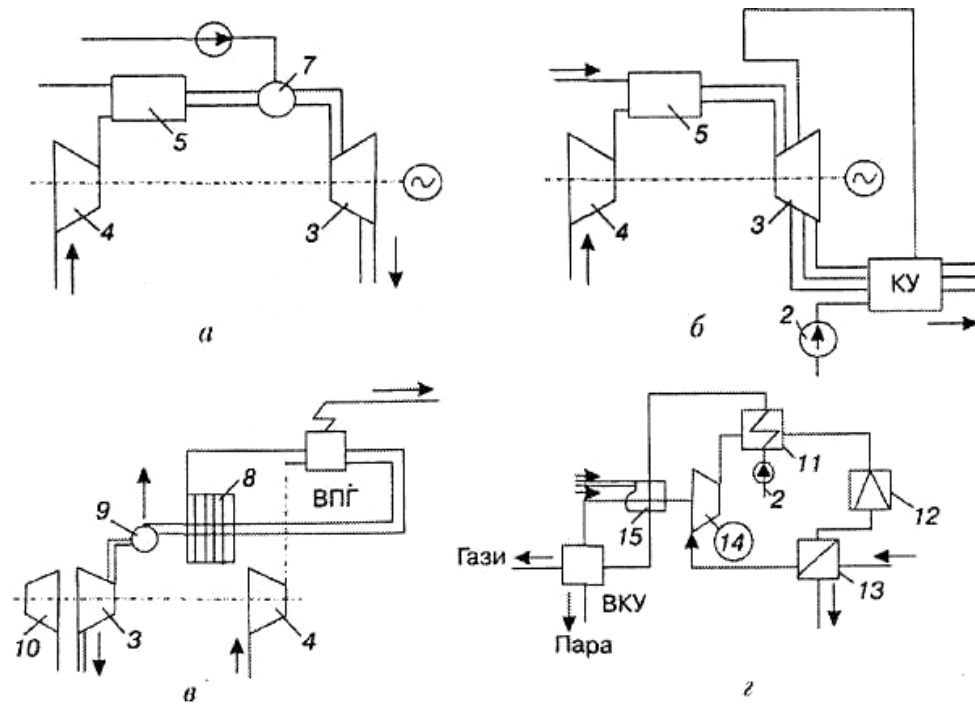


Рис. 6. Основні принципові схеми ГПУ: а - ГПУ з безпосереднім упорскуванням води в газовий потік; б - ГПУ з котлом-утилізатором та впорскуванням пари у газовий потік; в - ГПУ з вологим економайзером; г - ГПУ з КУ та тепловим насосом; ВПГ - високонапірний парогенератор; ВКУ - водогрійний котел-утилізатор; 1 - парова турбіна; 2 - живильний насос; 3 - турбіна, що працює на парогазовій суміші; 4 - повітряний компресор; 5 - камера згорання; б - газоповітряний теплообмінник; 7 - випарна камера; 8 - «мокрый» водяний економайзер; 9 сепаратор вологи; 10 - двигун довільного типу; 11 - конденсатор теплового насоса; 12 – редукційний клапан; 13 - випарник теплового насоса; 14 - компресор парового теплового насоса; 15 - поршневий газовий двигун.

Випаровування в установках цього типу відбувається в потоці продуктів згорання. Однак можна застосовувати схеми, що використовують газопарові суміші, де пара генерується в апаратах поверхневого типу (рис. 6 а). Утворення пари в поверхневих апаратах створює ряд специфічних умов як для видалення солей, так і для основних термодинамічних процесів. Тому такі установки слід називати, на відміну від попередніх, *газопарові установки напівконтактного типу*, скорочено ГПУ-НК.

На рис. 6 б наведено схему ГПУ-НК, у якій водяна пара, що надходить у проточну частину турбіни, цілком генерується в котлі-утилізаторі. Останній працює при тиску, близькому до тиску в камері згорання.

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

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

Нарешті, схеми *в* і *г* на рис. 6 належать до комбінованих установок теплових насосів, у яких спільне застосування газового і парового циклів має на меті підвищити температурний рівень скидної теплоти і тим самим зробити можливим її корисне використання.

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

На рис. 6, *в* наведено схему окремої котельної установки, у якій можна охолодити продукти згорання до будь-якої низької температури. Ця схема дещо нагадує схему парогазової установки на рис. 6 *а*. Тут компресор теж подає повітря в камеру згорання ВПГ. Але на відміну від звичайних парогазових установок температура димових газів за цим котлом може бути нижчою. Далі ці гази охолоджуються в «мокрому» водяному економайзері, де завдяки підвищеному тиску може сконденсуватися значна частина водяної пари, що утворилася під час згорання палива. Після відділення вологи в сепараторі осушені гази розширюються до атмосферного тиску в турбіні, що в цьому разі виконує функції детандера. Для приводу наддувного агрегату, крім детандера, слугує двигун. Якщо потужність цього двигуна буде достатньою, то температура димових газів може виявитися навіть нижчою за температуру атмосферного повітря. Отже, цикл теплового насоса дозволяє не тільки цілком використовувати хімічну енергію палива, але й утилізувати деяку кількість фізичної теплоти атмосферного повітря, використуваного для горіння. Реалізувати таку схему на газоподібному паливі не становитиме принципових труднощів.

Схему, наведену на рис. 6 *г*, можна застосувати на підприємствах, де є підведення газу і джерело низькопотенційної скидної теплоти. Малі масштаби установки - її переваги перед ТЕЦ. Ця схема має, крім звичайних елементів компресійного теплового насоса, приводний поршневий газовий двигун з водогрійним котлом-утилізатором.

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

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

Це стосується ПГУ, що працюють за схемами *a*, *b* і *d* (рис. 5).

Водночас ПГУ, виконана за схемою *z*, може працювати на всіх видах палива, включаючи і тверде. Однак тоді необхідно застосовувати ефективну золоочистку продуктів згорання для запобігання забрудненню поверхонь газоповітряного теплообмінника *б*. У ПГУ, виконаній за схемою *в* (рис. 5), паровий котел може працювати на всіх видах палива, а газова турбіна - на газовому і газоподібному, зокрема і на продуктах газифікації твердого палива з відповідною їх очисткою.

4 Завдання для самостійної роботи

1. Назвіть основні елементи ПТУ та поясніть їх функції. Запишіть вирази для ККД ПТУ з проміжним перегрівом пари та регенеративним підігрівом живильної води.

2. Перелічіть основні типи ГТУ, поясніть чим вони відрізняються? Доведіть, що ККД ГТУ з регенерацією теплоти скидних газів більший ніж ГТУ з відкритим циклом.

3. Особливості газотурбінних установок. Їх основна перевага щодо ПТУ. Яким чином поєднують переваги ГТУ та ПТУ?

4. Що таке ПГУ? В чому полягає принцип дії парогазових установок? Виведіть вираз для ККД ПГУ.

5. Поясніть принцип роботи ПГУ з високонапірним парогенератором.

6. Перелічіть і основні типи і поясніть принцип роботи комбінованих ПГУ.

7. Схема класифікації комбінованих установок з паровими і газовими турбінами.

8. Поясніть принципову різницю роботи ПГУ та ГПУ.

9. Поясніть у чому переваги схем комбінованих установок з використанням теплових насосів? Поясніть роботу установки на рис. 6 г.

10. У яких випадках ПГУ може працювати на всіх видах палива, включаючи і тверде. Що в забезпечити щодо продуктів згорання ?

Література

1. Тепловые электрические станции : навчально-методичний посібник для студентів для спеціальності «Теплоенергетика» денного та заочного відділення / О. Е. Машанова. Запоріжжя : ЗДІА, 2018. 150 с.

2. Ильченко О. Т. Тепло- и массообменные аппараты ТЭС и АЭС : учеб. пособие. Київ : ВШ, 1992. 207 с.

3. Пархоменко Р. О. Методичні вказівки до виконання лабораторних та практичних робіт з навчальної дисципліни «Виробництво електричної енергії» для студентів спеціальності 6.090603 «Електротехнічні системи електроспоживання» усіх форм навчання. Кривий Ріг : Видавничий центр КТУ, 2007. 52 с.