

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНА МЕТАЛУРГІЙНА АКАДЕМІЯ УКРАЇНИ**



Ю.О. ГІЧОВ

**ДЖЕРЕЛА ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ
ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ
Частина I**

Дніпропетровськ НМетАУ 2011

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНА МЕТАЛУРГІЙНА АКАДЕМІЯ УКРАЇНИ**

Ю.О. ГІЧОВ

**ДЖЕРЕЛА ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ
ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ
Частина I**

**Затверджено на засіданні Вченої ради академії
як конспект лекцій. Протокол № 15 від 27.12.2010**

Дніпропетровськ НМетАУ 2011

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ І ВИЗНАЧЕННЯ.....	6
1.1 Визначення та основні відомості про системи тепlopостачання.....	6
1.2 Джерела та споживачі теплоти.....	6
1.3 Класифікація систем тепlopостачання.....	7
2 ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ВІД ПАРОВИХ, ВОДОГРІЙНИХ ТА ПАРОВОДОГРІЙНИХ КОТЕЛЕНЬ.....	9
2.1 Класифікація котелень в системі тепlopостачання.....	9
2.2 Приєднання котелень до теплових мереж систем тепlopостачання.....	10
2.2.1 Приєднання парової котельні до парової системи тепlopостачання.....	11
2.2.2 Приєднання парової котельні до водяної системи тепlopостачання.....	12
2.2.3 Приєднання парової котельні до пароводяної системи тепlopостачання.....	13
2.2.4 Приєднання водогрійної котельні до теплової мережі.....	14
2.2.5 Приєднання пароводогрійної котельні до теплової мережі.....	14
2.3 Технологічна структура, тепла потужність і техніко-економічні показники котельні.....	17
2.3.1 Технологічна структура котельні.....	17
2.3.2 Теплова потужність котельні.....	18
2.3.3 Техніко-економічні показники котельні.....	19
3 ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ВІД ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ (ТЕЦ).....	23
3.1 Принцип комбінованого виробництва теплової та електричної енергії.....	23
3.2 Способи відведення теплоти із паросилового циклу ТЕЦ на потреби тепlopостачання.....	27
3.2.1 Відведення теплоти шляхом погіршення вакууму в конденсаторі турбіни.....	27
3.2.2 Відведення теплоти через регульовані відбори пари в турбіні.....	28

3.2.3 Відвід теплоти шляхом застосування турбін протитиску.....	29
3.3 Види теплофікаційних турбін та технологічні схеми теплопідготовчих установок ТЕЦ.....	29
3.3.1 Види теплофікаційних турбін.....	29
3.3.2 Технологічна схема теплопідготовчої установки на базі турбіни «Т».....	31
3.3.3 Технологічна схема теплопідготовчої установки на базі турбіни «ПТ».....	32
3.4 Техніко-економічні показники ТЕЦ.....	34
3.4.1 Витрати палива та к.к.д. ТЕЦ.....	34
3.4.2 Коефіцієнт теплофікації.....	36
3.4.3 Економічні показники.....	37
3.4.4 Експлуатаційні показники.....	38
3.5 Теплопідготовчі установки ТЕЦ.....	38
3.5.1 Редукційно-охолоджувальні установки (РОУ).....	38
3.5.2 Мережні підігрівники.....	41
3.5.3 Приклад вибору мережного підігрівника.....	43
ЛІТЕРАТУРА.....	49
ДОДАТКИ.....	50

УДК 621.311.22 (075.8)

Гічов Ю.О. Джерела теплопостачання промислових підприємств. Частина I: Конспект лекцій. – Дніпропетровськ: НМетАУ, 2011. – 52 с.

Наведені загальні відомості про системи теплопостачання: елементи систем теплопостачання, джерела та споживачі теплоти, класифікація систем теплопостачання.

Розглянуті принципи теплопостачання від котельних та ТЕЦ: теплові схеми, теплопідготовчі установки, визначення техніко-економічних показників.

Призначений для студентів напряму 6.050601 – теплоенергетика.

Іл 20. Бібліогр.: 3 найм.

Відповідальний за випуск М.В. Губинський, д-р техн. наук, проф.

Рецензенти: В.О. Габринець, д-р техн. наук, проф. (ДНУЗТ)

О.О. Єрьомін, канд. техн. наук, доц. (НМетАУ)

© Національна металургійна академія
України, 2011

© Гічов Ю.О., 2011

ВСТУП

Дисципліна «Джерела теплопостачання промислових підприємств» є однією з провідних дисциплін для студентів, які навчаються за напрямом 6.050601 – теплоенергетика.

Джерела теплопостачання – вихідний технічний елемент систем теплопостачання, які охоплюють промислові підприємства всіх секторів економіки, комунально-побутовий сектор і включають, окрім джерел, теплові мережі, теплові підстанції та споживачів теплової енергії.

Від ефективності джерела теплопостачання, яка визначається коефіцієнтом корисної дії (ККД) джерела і питомою витратою палива на вироблення теплової енергії, в значній мірі залежить ефективність роботи всієї системи теплопостачання, в тому числі, якість і вартість теплової енергії, що відпускається споживачеві.

Дисципліні «Джерела теплопостачання промислових підприємств» передують читання ряду інших спеціальних дисциплін, у тому числі «Паливо та його спалювання», «Котельні установки» та інші. Слідом за «Джерелами теплопостачання» читаються дисципліни «Теплові мережі», «Виробництво та розподілення енергоносіїв», «Нагнітачі та теплові двигуни», «Системи автоматичного проектування і САПР», виконується курсовий проект з дисципліни «Теплові мережі», що значною мірою розширює і закріплює знання студентів за фахом.

Особливістю дисципліни «Джерела теплопостачання» є вивчення в ній протилежних елементів систем теплопостачання: джерел і споживачів теплоти. Дисципліна «Теплові мережі», яка читається слідом за «Джерелами теплопостачання», доповнює знання систем теплопостачання сполучною ланкою (тепловими мережами) і передбачає виконання курсового проекту.

Даний конспект лекцій розроблений відповідно до робочої програми і навчального плану дисципліни. Знання, отримані при вивченні дисципліни, можуть бути використані при виконанні науково-дослідних робіт студентів, випускних робіт бакалаврів, дипломних проектів спеціалістів та випускних робіт магістрів.

1 ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ І ВИЗНАЧЕННЯ

1.1 Визначення та основні відомості про системи тепlopостачання

Система тепlopостачання – комплекс установок та пристроїв, призначених для вироблення, транспортування, розподілу і використання теплової енергії різними споживачами.

Основним завданням системи тепlopостачання є забезпечення споживачів необхідною кількістю теплоносіїв заданих параметрів.

Основними елементами системи тепlopостачання є (див. рис. 1.1):

- 1) джерело теплоти (призначене для вироблення теплової енергії, зазвичай у вигляді нагрітої води або пари);
- 2) теплові мережі (призначені для транспортування теплоносія від джерела теплової енергії до споживача і повернення використаного теплоносія до джерела теплоти);
- 3) теплові підстанції (призначені для розподілу, регулювання та обліку використання теплової енергії споживачами);
- 4) споживачі теплоти (тепловикористовуючі установки, розміщені в житлових, громадських і виробничих будівлях).

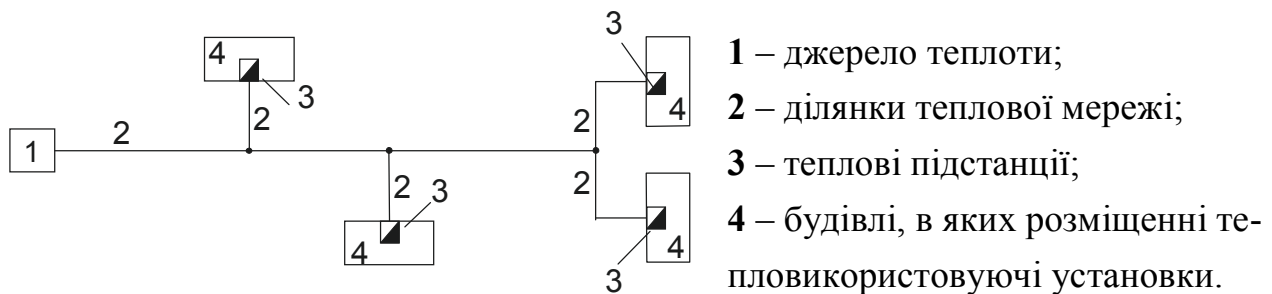


Рисунок 1.1 – Елементи системи тепlopостачання

1.2 Джерела і споживачі теплоти

Основними джерелами теплоти в системах тепlopостачання є:

- 1) парові, водогрійні і пароводогрійні котельні різних потужностей і призначень;
- 2) теплоелектроцентралі (ТЕЦ) - електростанції, які відпускають зовнішньому споживачу як електричну, так і теплову енергію;
- 3) теплоутилізаційні установки, що використовують вторинні енергоресурси (ВЕР) промислових підприємств.

Розподіл вироблення теплової енергії між джерелами теплоти:

ТЕЦ.....	40%
Промислові котельні.....	25%
Районні, групові, квартальні та домові котельні.....	33%
Теплоутилізаційні установки	2%
	100%

Основні споживачі теплової енергії:

- 1) системи опалення житлових, громадських і виробничих будівель;
- 2) системи вентиляції громадських та виробничих будівель в зимовий період, тобто, коли необхідно підігрівати повітря, що нагнітається в вентиляовані приміщення;
- 3) системи кондиціонування повітря в літній період, у тому випадку, якщо для вироблення холоду застосовують холодильні установки, які використовують теплову енергію (абсорбційні або інжекційні);
- 4) системи гарячого водопостачання;
- 5) технологічні процеси промислових підприємств, що споживають теплову енергію.

Системи опалення, вентиляції, кондиціонування повітря і гарячого водопостачання можна назвати одним терміном – *комунально-побутові споживачі теплової енергії*.

Залежно від температури теплоносія теплоспоживаючі процеси в системах теплопостачання поділяють на три групи:

- 1) високотемпературні ($t > 400$ °С, споживач – технологічні процеси, теплоносій – перегріта пара);
- 2) середньотемпературні ($t = 150 \div 400$ °С, споживачі – комунально-побутові чи технологічні, теплоносій – пара або нагріта вода);
- 3) низькотемпературні ($t = 70 \div 150$ °С, споживачі – комунально-побутові чи технологічні, теплоносій – нагріта вода або пара).

1.3 Класифікація систем теплопостачання

На даному етапі слід виділити 2 *варіанти класифікації*:

- I. Залежно від виду теплоносія:

1) *водяні*, які використовують в якості теплоносія нагріту воду;

2) *парові*, які використовують в якості теплоносія насичену або перегріту пару.

Можливі комбіновані варіанти. Для комунально-побутових споживачів переважно використовують водяні системи тепlopостачання, для технологічних - парові.

II. Залежно від потужності джерела теплоти, кількості споживачів, що припадають на одне джерело, і взаємного розташування джерела і споживачів теплоти системи тепlopостачання поділяються на:

1) *централізовані*;

2) *децентралізовані*.

Централізоване тепlopостачання полягає в забезпеченні тепловою енергією від одного досить потужного джерела теплоти численних споживачів.

При централізованому тепlopостачанні джерело теплоти і його численні споживачі розташовані на значній відстані один від одного, що вимагає прокладки зовнішніх теплових мереж.

Залежно від виду джерела теплоти централізоване тепlopостачання ділять на:

- централізоване тепlopостачання від досить великих котелень (котелень теплопродуктивністю понад $20 \text{ Гкал/год} \times 1,164 = 23,3 \text{ МВт}$ або понад $20 \div 25 \text{ МВт}$);

- централізоване тепlopостачання від ТЕЦ.

Децентралізоване тепlopостачання характеризується наступними ознаками:

- невеликою потужністю джерела теплоти (котельні теплопродуктивністю до 20 Гкал/год);

- невеликим числом споживачів, які використовують теплоту від одного джерела;

- близьким розташуванням джерела і споживачів теплоти, що в деяких випадках виключає необхідність прокладання зовнішніх теплових мереж.

Централізоване тепlopостачання, в порівнянні з децентралізованим, має наступні переваги:

1) більш економне використання палива за рахунок більш високих к.к.д. великих котлів у великих котелень, в порівнянні з дрібними котлами невели-

ких котелень;

2) можливість використання низькосортного палива, наприклад, високозольного вугілля, шляхом застосування систем пилоприготування, що можливо тільки у великих котельнях, що працюють на пиловугільному паливі;

3) поліпшення екологічної ситуації:

- внаслідок віддалення джерел теплоти (котелень і ТЕЦ) від споживачів і локалізація спалювання палива подалі від житлових районів;

- за рахунок можливості застосування ефективних і сучасних методів очищення, що можливо тільки у великих котельнях і ТЕЦ централізованого теплопостачання;

4) зниження питомих капітальних та експлуатаційних витрат на вироблення теплової енергії, що характерно при укрупненні джерел теплоти;

5) звільнення територій міст і підприємств від численних котелень;

6) розвантаження транспорту, в тому числі і трубопровідного, для доставки палива до джерел теплоти;

7) можливість більш комфортного забезпечення споживачів тепловою енергією за рахунок розміщення джерел теплоти поза будівлями і далеко від будівель, які споживають теплову енергію.

2 ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ВІД ПАРОВИХ, ВОДОГРІЙНИХ ТА ПАРОВОДОГРІЙНИХ КОТЕЛЕНЬ

2.1 Класифікація котелень у системах теплопостачання

Котельня в системі теплопостачання - комплекс агрегатів, установок і пристроїв, призначених для вироблення теплової енергії (у вигляді нагрітої води або пари) та підготовки теплоносіїв до транспорту через теплові мережі до зовнішнього споживача.

Основні варіанти класифікації котелень у системі теплопостачання:

I. За територіально-відомчому ознакою:

1) районні котельні (призначені для забезпечення тепловою енергією всіх споживачів району: житлові, громадські та виробничі будівлі);

2) квартальні та групові (призначені для забезпечення тепловою енергією будівель кварталу або групи будинків);

3) котельні промислового підприємства (призначені для забезпечення те-

плогою енергією споживачів підприємства).

II. Залежно від виду переважаючого теплового навантаження:

1) промислові котельні (призначені для забезпечення тепловою енергією технологічних процесів промислових підприємств);

2) опалювальні котельні (призначені для забезпечення тепловою енергією систем опалення та інших комунально-побутових споживачів);

3) промислово-опалювальні котельні (призначені для забезпечення тепловою енергією в рівній мірі технологічних і комунально-побутових споживачів).

III. Залежно від типу встановлених у котельні котлів:

1) парові котельні;

2) водогрійні котельні;

3) пароводогрійні котельні.

IV. Залежно від виду спалюваного палива:

1) газові;

2) мазутні;

3) газомазутні;

4) котельні на твердому паливі.

V. Залежно від теплової потужності:

1) котельні малої потужності (теплопродуктивністю <20 Гкал/год);

2) котельні середньої потужності (теплопродуктивністю $20 \div 100$ Гкал/год);

3) котельні великої потужності (теплопродуктивністю 100 Гкал/год).

Котельні теплопродуктивністю понад 300 Гкал/год, що обладнані потужними системами енергозабезпечення, називаються тепловими станціями.

2.2 Приєднання котелень до теплових мереж систем теплопостачання

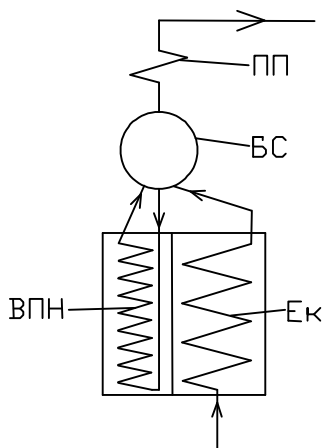
На схему приєднання котелень до теплових мереж в основному впливають 2 фактори:

1) тип встановлених у котельні котлів і параметри теплоносія, що виробляється котлами;

2) вид і параметри теплоносія, який необхідний споживачеві.

Прийняті в конспекті позначення котлів:

Паровий котел



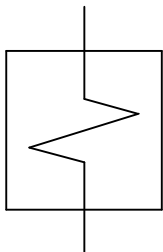
ЕК – економайзер
 БС – барабан-сепаратор
 ВПН – випарні поверхні нагрівання
 ПП – пароперегрівач

Приклад стандартного позначення



Д – двобарабанний
 К – котел
 В – вертикальний
 Р – реконструйований

Водогрійний котел



Приклад стандартного позначення



К – котел
 В – водогрійний
 ГМ – газомазутний

2.2.1 Приєднання парової котельні до парової системи теплопостачання

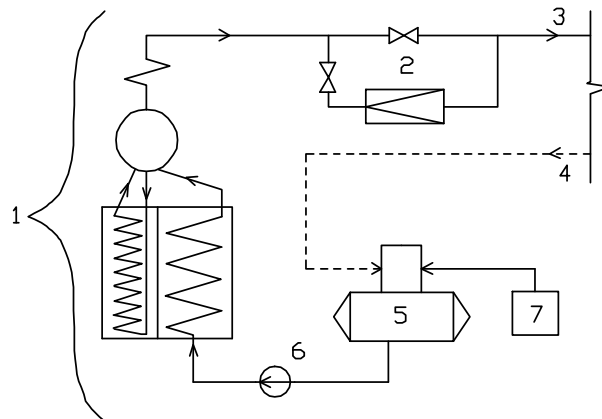


Рисунок 2.1 - Схема приєднання парової котельні до парової системи теплопостачання

Позначення до рисунка 2.1:

- 1 - паровий котел;
- 2 - редукційно-охолоджувальна установка (РОУ) для зниження тиску і температури пари до значень, необхідних споживачеві;
- 3 - подавальний паропровід;
- 4 - конденсатопровід для повернення в котельню конденсату, використаної споживачем пари;

- 5 - деаератор для видалення з живильної води розчинених у ній газів і, в першу чергу, кисню повітря;
- 6 - живильний насос;
- 7 - хімоводоочистка (ХВО) для підготовки хімоочищеної води, що компенсує втрати конденсату.

Пара з парового котла безпосередньо або через РОУ направляється до споживача. Конденсат, що повертається в котельню, надходить в деаератор. Втрати конденсату компенсуються хімоочищеною водою, яка також подається в деаератор. Суміш конденсату і додаткової хімоочищеної води після деаерації направляється в котел в якості живильної води.

2.2.2 Приєднання парової котельні до водяної системи тепlopостачання

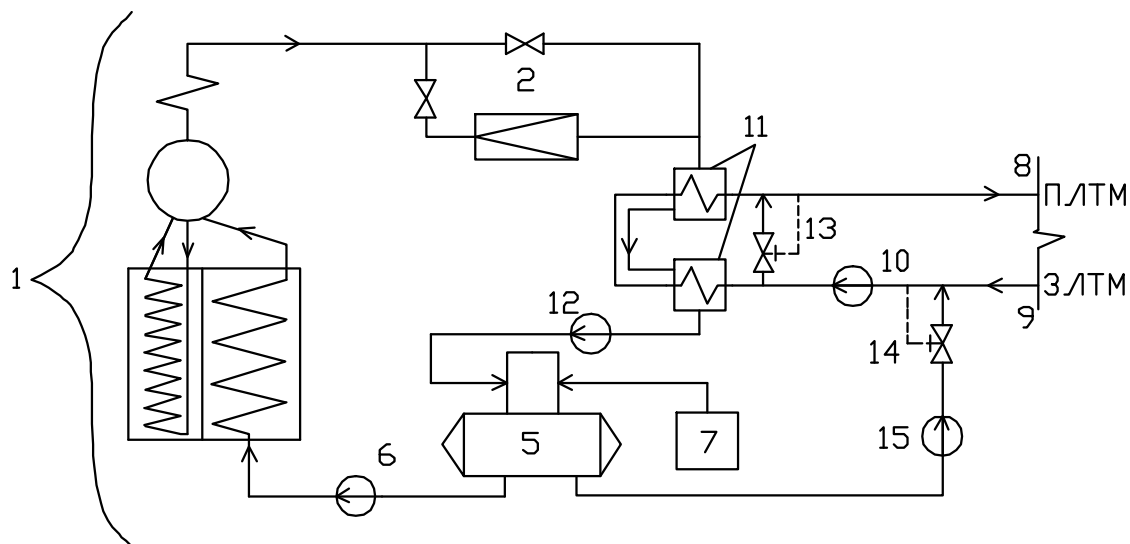


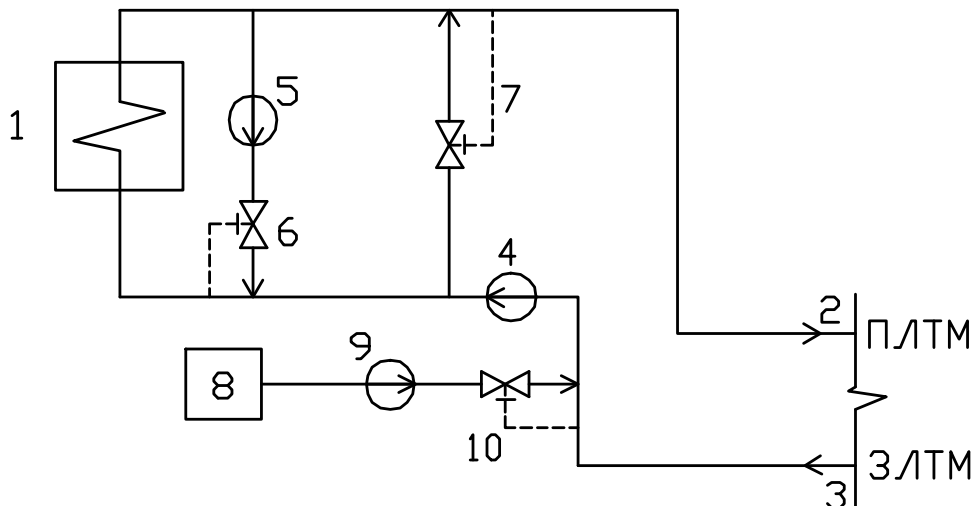
Рисунок 2.2 - Схема приєднання парової котельні до водяної системи тепlopостачання

Позначення до рисунка 2.2:

- 1, 2, 5, 6, 7 (див. рис. 2.1) 3 та 4 - відсутні;
- 8 і 9 - подавальна і зворотна лінія теплової мережі (ПЛТМ і ЗЛТМ);
- 10 - мережний насос для підвищення тиску мережної води з метою подолання опору мережних підігрівників, теплової мережі та забезпечення тиску нагрітої мережної води відповідно до вимог споживачів;
- 11 - мережні підігрівники (поверхневі пароводяні теплообмінники);
- 12 - дренажний насос для відведення конденсату грючої пари з теплообмінників;

2.2.4 Приєднання водогрійної котельні до теплової мережі

Підігрів мережної води в водогрійній котельні здійснюється безпосередньо в котлах без проміжних теплообмінників (див.рис.2.4).



1 - водогрійний котел, 2 і 3 - ПЛТС і ОЛТС, 4 - мережний насос; 5-рециркуляційний насос для часткової рециркуляції нагрітої в котлі води в потік мережної води на вході в котел з метою підтримки температури води на вході в котел на заданому рівні; 6 - регулятор температури води на вході в котел; 7 - регулятор температури води в ПЛТМ; 8 - підготовка додаткової хімоочищеної та деаерованої води, що компенсує втрати мережної води (ХВО і деаератор); 9 - підживлюючий насос; 10 - регулятор підживлення (регулятор тиску в ЗЛТМ).

Рисунок 2.4 - Схема приєднання водогрійної котельні до теплової мережі

Мережна вода, що надходить в котельню із ЗЛТМ, після підживлення та підвищення тиску в мережному насосі прямує в котел. Температура води на вході в котел підтримується на певному рівні ($60 \div 65 \text{ } ^\circ \text{C}$) для виключення сірчаноокислотної корозії хвостових поверхонь нагріву котла. Регулювання температури води в ПЛТМ здійснюється в бік пониження температури шляхом подачі води з ЗЛТМ.

2.2.5 Приєднання пароводогрійної котельні до теплової мережі

Схема приєднання залежить від типу встановлених у котельні котлів.
Можливі наступні варіанти:

- парові і водогрійні котли;

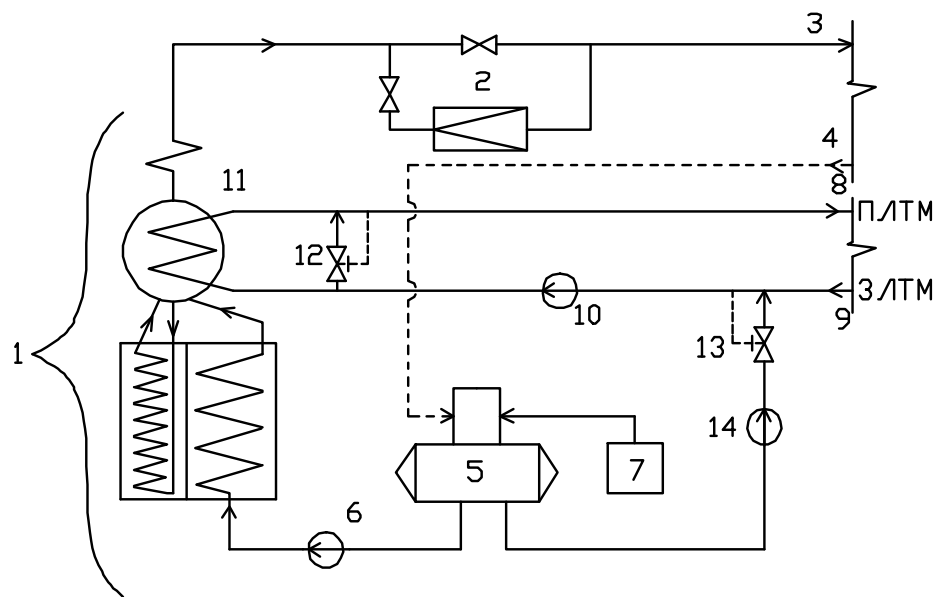
- пароводогрійні котли;
- парові, водогрійні і пароводогрійні котли;
- водогрійні і пароводогрійні котли;
- парові і пароводогрійні котли.

Схеми приєднання парових та водогрійних котлів, що входять до складу пароводогрійної котельні, аналогічні попереднім схемам (див. рис. 2.1 - 2.4).

Схеми приєднання пароводогрійних котлів залежать від їх конструкції.

Можливі 2 варіанти:

I. Приєднання пароводогрійного котла з підігрівом мережної води всередині барабана котла (див. рис. 2.5)



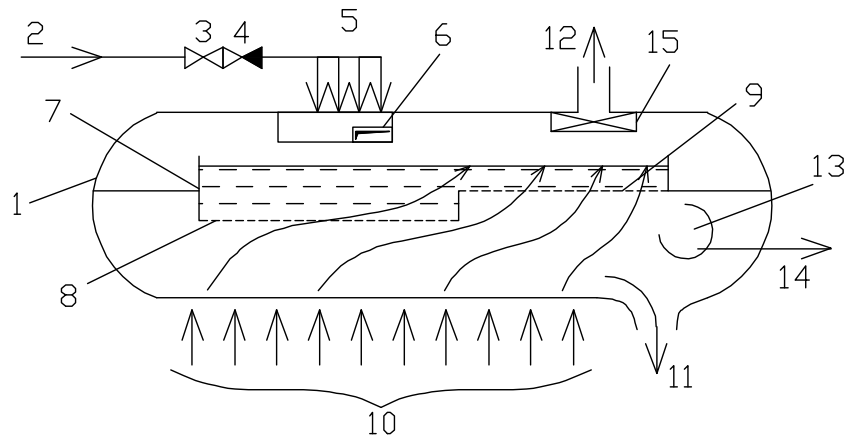
1 - пароводогрійний котел; 2 - РОУ; 3 - подавальний паропровід, 4 - конденсатопровід, 5 - деаератор; 6 - живильний насос; 7 - ХВО; 8 і 9 - ПЛТМ і ЗЛТМ; 10 - мережний насос; 11 - вбудований в барабан котла підігрівник мережної води; 12 - регулятор температури води в ПЛТМ; 13 - регулятор підживлення (регулятор тиску води в ЗЛТМ); 14 - підживлюючий насос.

Рисунок 2.5 - Схема приєднання пароводогрійного котла з підігрівом мережної води всередині барабана котла

Вбудований в барабан котла підігрівник мережної води являє собою теплообмінник змішуючого типу (див. рис. 2.6).

Мережна вода надходить в барабан котла через заспокійливий короб в порожнину розподільного короба, що має перфороване ступеневе днище (спрямовуючий і барботажний листи). Перфорація забезпечує струминне витікання води назустріч пароводяній суміші, яка надходить з випарних повер-

хонь нагріву котла, що призводить до нагрівання води.



1 - корпус барабана котла, 2 - вода з ЗЛТМ, 3 і 4 - запірний і зворотний клапани, 5 - колектор, 6 - заспокійливий короб, 7 - розподільний короб, що має ступеневе перфороване днище, 8 - направляючий лист; 9 - барботажний лист; 10 - пароводяна суміш від випарних поверхонь нагріву котла; 11 - повернення води в випарні поверхні нагріву; 12 - вихід насиченої пари в пароперегрівач; 13 - сепараційний пристрій, наприклад, перфорований лист 14 - жолоб для відбору мережної води; 15 - подача води в ПЛТМ;

Рисунок 2.6 - Вбудований в барабан котла підігрівник мережної води

Теплопродуктивність котла Q_k складається з двох складових (теплоти мережної нагрітої води та теплоти пари):

$$Q_k = M_c (i_2 - i_1) + D_{\text{п}}(i_{\text{п}} - i_{\text{жв}}), \quad (2.1)$$

де M_c – масова витрата мережної води, що нагрівається;

i_1 і i_2 – ентальпії води перед та після нагріву;

$D_{\text{п}}$ – паропроодуктивність котла;

$i_{\text{п}}$ – ентальпія пари;

$i_{\text{жв}}$ – ентальпія живильної води.

Після перетворення (2.1):

$$M_c = \frac{Q_k - D_{\text{п}}(i_{\text{п}} - i_{\text{жв}})}{i_2 - i_1}. \quad (2.2)$$

З рівняння (2.2) випливає, що витрата води M_c яка нагрівається, і паропроодуктивність котла $D_{\text{п}}$ взаємопов'язані: при $Q_k = \text{const}$ зі збільшенням паропроодуктивності зменшується витрата мережної води, а зі зменшенням паропроодуктивності збільшується витрата мережної води.

Співвідношення між витратою пари і кількістю води, що нагрівається, може бути різним, проте витрата пари повинна бути не менше 2% від загальної маси пари і води для можливості виходу з котла повітря та інших фаз, що неконденсуються.

II. Приєднання пароводогрійного котла з підігрівом мережної води у вбудованих в газохід котла поверхнях нагріву (див. рис. 2.7)

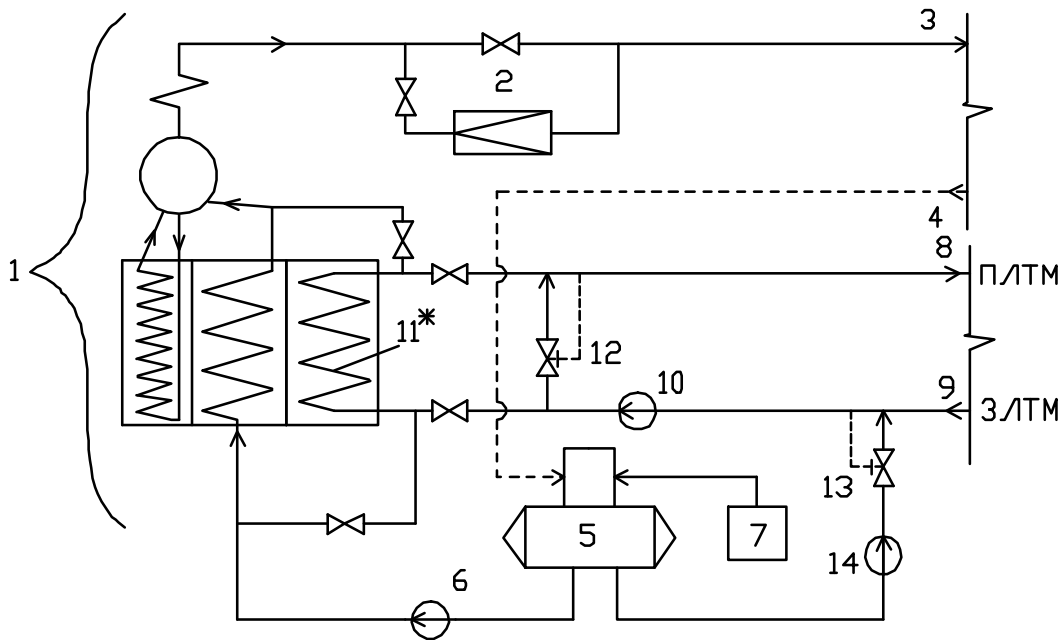


Рисунок 2.7 - Схема приєднання пароводогрійного котла з підігрівом мережної води у вбудованих в газохід котла поверхнях нагріву

На рисунку 2.7: 11* - підігрівник мережної води, виконаний у вигляді поверхневого теплообмінника, вбудованого в газохід котла; інші позначення ті ж, що й на рисунку 2.5.

Поверхні нагріву мережного підігрівника розміщуються в газоході котла, поруч з економайзером, у вигляді додаткової секції. У літній період, коли відсутня опалювальне навантаження, вбудований мережний підігрівник виконує функцію секції економайзера.

2.3 Технологічна структура, теплова потужність і техніко-економічні показники котельні

2.3.1 Технологічна структура котельні

Обладнання котельні зазвичай розділяють на 6 технологічних груп (4 основні і 2 додаткові).

До основних технологічних груп належить обладнання:

- 1) для підготовки палива перед спалюванням в котлі;
- 2) для підготовки котлової живильної і мережної підживлюючої води;
- 3) для вироблення теплоносія (пари або нагрітої води), тобто котлоагрегати та їх допоміжне обладнання;
- 4) для підготовки теплоносія до транспорту по тепловій мережі.

До числа додаткових груп відносяться:

- 1) електрообладнання котельні;
- 2) контрольно-вимірювальні прилади та системи автоматики.

У парових котельнях в залежності від способу приєднання котлоагрегатів до теплопідготовчих установок, наприклад, до мережних підігрівників, розрізняють такі технологічні структури:

1. *Централізована*, при якій пар від усіх котлоагрегатів направляється в центральний паропровід котельні, а потім розподіляється по теплопідготовчим установкам.

2. *Секційна*, при якій кожен котлоагрегат працює на визначену теплопідготовчу установку з можливістю перемикавання пари на суміжні (розташовані поруч) теплопідготовчі установки. Обладнання, пов'язане можливістю перемикавання, утворює секцію котельні.

3. *Блочна структура*, при якій кожен котлоагрегат працює на визначену теплопідготовчу установку без можливості перемикавання.

2.3.2 Теплова потужність котельні

Теплова потужність котельні являє собою сумарну теплопродуктивність котельні по всіх видах теплоносіїв, що відпускаються з котельні через теплову мережу зовнішнім споживачам.

Розрізняють встановлену, робочу і резервну теплові потужності.

Встановлена теплова потужність - сума теплових потужностей всіх установлених в котельні котлів при роботі їх в номінальному (паспортному) режимі.

Робоча теплова потужність - теплова потужність котельні при роботі її з фактичним тепловим навантаженням в даний момент часу.

У *резервній тепловій потужності* розрізняють теплову потужність явного і прихованого резерву.

Теплова потужність явного резерву - сума теплових потужностей встановлених у котельні котлів, що знаходяться в холодному стані.

Теплова потужність прихованого резерву - різниця між встановленою і робочою тепловими потужностями.

2.3.3 Техніко-економічні показники котельні

Техніко-економічні показники котельні поділяються на 3 групи: енергетичні, економічні та експлуатаційні (робочі), які, відповідно, призначені для оцінки технічного рівня, економічності та якості експлуатації котельні.

Енергетичні показники котельні включають:

1. *К.к.д. котлоагрегата брутто* (відношення кількості теплоти, виробленої котлоагрегатом, до кількості теплоти, отриманої від спалювання палива):

$$\eta_k^{\text{брутто}} = Q_k^{\text{брутто}} / Q_{\text{п}} \quad (2.3)$$

Кількість теплоти, виробленої котлоагрегатом, визначається:

Для парових котлів:

$$Q_k^{\text{брутто}} = D_{\text{п}} (i_{\text{п}} - i_{\text{жв}}) + D_{\text{пр}} (i_{\text{пр}} - i_{\text{жв}}), \quad (2.4)$$

де $D_{\text{п}}$ – кількість пари, що виробляється в котлі;

$i_{\text{п}}$ – ентальпія пари;

$i_{\text{жв}}$ – ентальпія живильної води;

$D_{\text{пр}}$ – кількість продувочної води;

$i_{\text{пр}}$ – ентальпія продувочної води.

Для водогрійних котлів:

$$Q_k^{\text{брутто}} = M_{\text{с}} (i_2 - i_1), \quad (2.5)$$

де $M_{\text{с}}$ – масова витрата мережної води через котел;

i_1 и i_2 – ентальпії води перед та після нагріву у котлі.

Кількість теплоти, отриманої від спалювання палива, визначається добутком:

$$Q_{\text{п}} = B_{\text{к}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}, \quad (2.6)$$

де $B_{\text{к}}$ – витрата палива в котлі.

2. *Частка витрат теплоти на власні потреби котельні* (відношення абсолютної витрати теплоти на власні потреби до кількості теплоти, виробленої в котлоагрегаті):

$$q_{\text{вп}} = Q_{\text{вп}} / Q_k^{\text{брутто}}, \quad (2.7)$$

де $Q_{\text{вп}}$ - абсолютна витрата теплоти на власні потреби котельні, які залежать від особливостей котельні і включають витрати теплоти на підготовку котлової живильної і мережної підживлюючої води, підігрів і розпилювання мазуту, опалення котельні, гаряче водопостачання котельні та інше.

Формули для розрахунку статей витрат теплоти на власні потреби наведені в літературі [2, С. 64-67].

3. *К.к.д. котлоагрегата нетто*, який на відміну від к.к.д. котлоагрегата бруutto, не враховує витрата теплоти на власні потреби котельні:

$$\eta_{\text{к}}^{\text{нетто}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{нетто}}}{Q_{\text{п}}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{бруutto}} - Q_{\text{вп}}}{Q_{\text{п}}}, \quad (2.8)$$

де $Q_{\text{к}}^{\text{нетто}}$ - вироблення теплоти в котлоагрегаті без урахування витрат теплоти на власні потреби.

З урахуванням (2.7)

$$\eta_{\text{к}}^{\text{нетто}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{бруutto}} - q_{\text{вп}} \cdot Q_{\text{к}}^{\text{бруutto}}}{Q_{\text{п}}} = \eta_{\text{к}}^{\text{бруutto}} (1 - q_{\text{вп}}). \quad (2.9)$$

4. *К.к.д. теплового потоку*, який враховує втрати теплоти при транспортуванні теплоносіїв всередині котельні внаслідок передачі теплоти в навколишнє середовище через стінки трубопроводів і витоків теплоносіїв: $\eta_{\text{тп}} = 0,98 \div 0,99$.

5. *К.к.д. окремих елементів* теплової схеми котельні:

- к.к.д. редуційно-охолоджувальної установки - $\eta_{\text{роу}}$;
- к.к.д. деаератора підживлювальної води - $\eta_{\text{днв}}$;
- к.к.д. мережних підігрівників – $\eta_{\text{мп}}$.

6. *К.к.д. котельні* - добуток к.к.д. всіх елементів, агрегатів і установок, що утворюють теплову схему котельні, наприклад:

К.к.д. парової котельні, що відпускає споживачеві пар:

$$\eta_{\text{кот}} = \eta_{\text{к}}^{\text{нетто}} \cdot \eta_{\text{роу}} \cdot \eta_{\text{тп}}. \quad (2.10)$$

К.к.д. парової котельні, що відпускає споживачеві нагріту мережну воду:

$$\eta_{\text{кот}} = \eta_{\text{к}}^{\text{нетто}} \cdot \eta_{\text{днв}} \cdot \eta_{\text{мп}} \cdot \eta_{\text{тп}}. \quad (2.11)$$

К.к.д. водогрійної котельні:

$$\eta_{\text{кот}} = \eta_{\text{к}}^{\text{нетто}} \cdot \eta_{\text{днв}} \cdot \eta_{\text{тп}}. \quad (2.12)$$

7. *Питома витрата умовного палива на вироблення теплової енергії* - маса умовного палива, витраченого на вироблення 1 Гкал або 1 ГДж теплової енер-

гії, що відпускається зовнішньому споживачу:

$$b_{\text{кот}} = B_{\text{кот}} / Q_{\text{відп}}, \quad (2.13)$$

де $B_{\text{кот}}$ - витрата умовного палива в котельні;

$Q_{\text{відп}}$ - кількість теплоти, відпущеної з котельні зовнішньому споживачеві.

Витрата умовного палива в котельні визначається виразами:

$$B_{\text{кот}} = \frac{Q_{\text{відп}} \cdot 10^6}{\eta_{\text{кот}}^{\text{нетто}} \cdot 7000} = \frac{143 \cdot Q_{\text{відп}}}{\eta_{\text{кот}}^{\text{нетто}}}, \quad \text{кг у.п./Гкал}; \quad (2.14)$$

$$B_{\text{кот}} = \frac{Q_{\text{відп}} \cdot 10^6}{\eta_{\text{кот}}^{\text{нетто}} \cdot 29330} = \frac{34,1 \cdot Q_{\text{відп}}}{\eta_{\text{кот}}^{\text{нетто}}}, \quad \text{кг у.п./Гкал}, \quad (2.15)$$

де 7000 і 29330 - теплота згоряння умовного палива у ккал/кг у.п. і кДж/кг у.п.

Після підстановки (2.14) або (2.15) в (2.13):

$$b_{\text{кот}} = \frac{143}{\eta_{\text{кот}}^{\text{нетто}}}, \quad \text{кг у.п./Гкал}; \quad (2.16)$$

$$b_{\text{кот}} = \frac{34,1}{\eta_{\text{кот}}^{\text{нетто}}}. \quad \text{кг у.п./Гкал}. \quad (2.17)$$

К.к.д. котельні і питома витрата умовного палива є найважливішими енергетичними показниками котельні і залежать від типу встановлених котлів, виду палива, що спалюється, потужності котельні, виду і параметрів теплоносіїв, що відпускаються.

Залежність $\eta_{\text{к}}^{\text{нетто}}$ і $b_{\text{кот}}$ для котлів, що застосовуються в системах теплопостачання, від виду палива, що спалюється:

Вид спалюваного палива	$\eta_{\text{к}}^{\text{нетто}}$, %	$b_{\text{кот}}$, кг у.п./Гкал
Природний газ	86	166
Мазут	84	174
Вугілля	79	181

Економічні показники котельні включають:

1. *Капітальні витрати* (капіталовкладення) K , які представляють собою суму витрат, пов'язаних зі спорудженням нової або реконструкції існуючої котельні.

Капітальні витрати залежать від потужності котельні, типу встановлених котлів, виду палива, що спалюється, виду теплоносіїв, що відпускаються і ряду конкретних умов (віддаленість від джерел палива, води, магістральних доріг та інше).

Орієнтовна структура капітальних витрат:

- будівельно-монтажні роботи - (53 ÷ 63)% К;
- витрати на обладнання - (24 ÷ 34)% К;
- інші витрати - (13 ÷ 15)% К.

2. *Питомі капітальні витрати* $k_{\text{пит}}$ (капітальні витрати, віднесені до одиниці теплової потужності котельні $Q_{\text{кот}}$):

$$k_{\text{пит}} = K / Q_{\text{кот}} . \quad (2.18)$$

Питомі капітальні витрати дозволяють визначити очікувані капітальні витрати на спорудження наново спроектованої котельні за аналогом:

$$K^{np} = k_{\text{пит}}^{\text{ан}} \cdot Q_{\text{кот}}^{np} , \quad (2.19)$$

де $k_{\text{пит}}^{\text{ан}}$ - питомі капітальні витрати на спорудження аналогічної котельні;

$Q_{\text{кот}}^{np}$ - тепла потужність спроектованої котельні.

3. *Щорічні витрати*, пов'язані з виробленням теплової енергії, включають:

- витрати на паливо, електроенергію, воду та допоміжні матеріали;
- заробітну плату і відповідні відрахування;
- амортизаційні відрахування, тобто перенесення вартості обладнання по мірі його зносу на вартість теплової енергії, що виробляється;
- поточний ремонт;
- загальнокотельні витрати.

4. *Собівартість теплової енергії*, яка представляє собою відношення суми річних витрат $(\Sigma Z_i)^{\text{рік}}$, пов'язаних з виробленням теплової енергії, до кількості теплоти $Q_{\text{відн}}^{\text{рік}}$, яка відпускається зовнішньому споживачу протягом року:

$$C_m = (\Sigma Z_i)^{\text{рік}} / Q_{\text{відн}}^{\text{рік}} . \quad (2.20)$$

5. *Наведені витрати*, які представляють собою суму щорічних витрат, пов'язаних з виробленням теплової енергії, і частини капітальних витрат, яка визначається нормативним коефіцієнтом ефективності капіталовкладення E_n :

$$\text{Нав.зат.} = (\Sigma Z_i)^{\text{рік}} + E_n \cdot K . \quad (2.21)$$

Величина, зворотна E_n , дає термін окупності капітальних витрат. Наприклад, якщо $E_n = 0,12 \text{ рік}^{-1}$, термін окупності $= 1/E_n = 1/0,12 = 8,33$ (року).

Експлуатаційні показники вказують на якість експлуатації котельні і, зокрема, включають:

1. Коефіцієнт робочого часу (відношення фактичного часу роботи котельні τ_{ϕ} до календарного τ_{κ}):

$$k_{p.v.} = \tau_{\phi} / \tau_{\kappa} . \quad (2.22)$$

2. Коефіцієнт середнього теплового навантаження (відношення середнього теплового навантаження Q_{cp} за певний період часу до максимально можливого теплового навантаження Q_m за цей же період):

$$k_{cp} = Q_{cp} / Q_m . \quad (2.23)$$

3. Коефіцієнт використання максимального теплового навантаження, (відношення фактично виробленої теплової енергії за певний період часу до максимально можливого вироблення за цей же період):

$$k_{BMH} = Q_{\phi}^{вироб} / Q_m^{вироб} . \quad (2.24)$$

Або з урахуванням (2.22) і (2.23):

$$k_{BMH} = \frac{Q_{cp} \cdot \tau_{\phi}}{Q_m \cdot \tau_{\kappa}} = k_{cp} \cdot k_{p.v.} . \quad (2.25)$$

3 ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ВІД ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ (ТЕЦ)

3.1 Принцип комбінованого виробництва теплової та електричної енергії

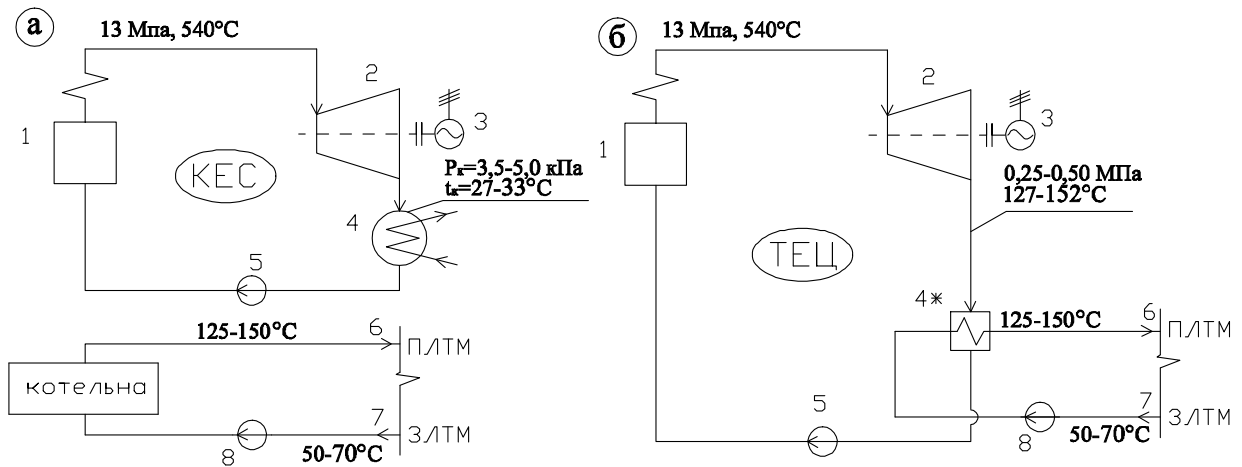
Теплопостачання від ТЕЦ називають *теплофікацією* - централізоване теплопостачання на базі комбінованого (сумісного) вироблення теплової та електричної енергії.

Альтернативою теплофікації є роздільне вироблення теплової та електричної енергії, тобто, коли електроенергія виробляється на конденсаційних теплових електростанціях (КЕС), а тепла енергія - в котельнях.

Енергетична ефективність теплофікації полягає в тому, що для вироблення теплової енергії використовують теплоту відпрацьованої в турбіні пари, що виключає:

- втрати залишкової теплоти пари після турбіни;
- спалювання палива в котельнях для вироблення теплової енергії.

Розглянемо роздільне і комбіноване вироблення теплової та електричної енергії (див. рис. 3.1).



1 - парогенератор, 2 - парова турбіна, 3 - електрогенератор, 4 - конденсатор парової турбіни; 4* - підігрівник мережної води; 5 - насос; 6 - ПЛТМ; 7 - ЗЛТМ; 8 - мережний насос.

Рисунок 3.1 - Роздільне (а) і комбіноване (б) вироблення теплової та електричної енергії

Для можливості використання залишкової теплоти відпрацьованої в турбіні пари на потреби тепlopостачання її виводять з турбіни з дещо вищими параметрами, ніж у конденсатор, а замість конденсатора можна встановити мережний підігрівник (4*). Порівняємо цикли КЕС і ТЕЦ на TS - діаграмі, в якій площа під кривою вказує на кількість теплоти, підведеної або відведеної в циклах (див. рис. 3.2)

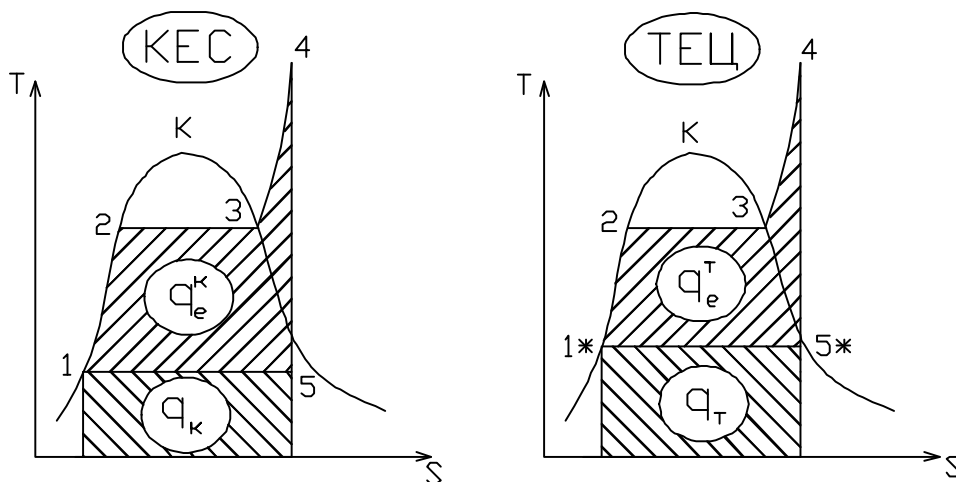


Рисунок 3.2 - Порівняння циклів КЕС і ТЕЦ

Позначення до рисунка 3.2:

1-2-3-4 і 1*- 2-3-4 - підведення теплоти в циклах електростанцій;

1-2, 1*- 2 - нагрів води до температури кипіння в економайзері котла;

2-3 - випаровування води у випарних поверхнях нагріву;

3-4 - перегрів пари в пароперегрівачі;

4-5 і 4-5* - розширення пари в турбінах;

5-1 - конденсація пари в конденсаторі;

5*- 1* - конденсація пари в мережному підігрівачі;

$q_{ек}$ - кількість теплоти, еквівалентна виробленій електроенергії в циклі КЕС;

$q_{ет}$ - кількість теплоти, еквівалентна виробленій електроенергії в циклі ТЕЦ;

q_k - теплота пари, відведена через конденсатор в навколишнє середовище;

q_T - теплота пари, використана у теплопостачанні на підігрів мережної води.

З порівняння циклів випливає, що в теплофікаційному циклі, на відміну від конденсаційного, теоретично відсутні втрати теплоти пари: частина теплоти витрачається на вироблення електроенергії, а решта теплоти йде на теплопостачання. При цьому знижується питома витрата теплоти на вироблення електроенергії, що можна проілюструвати циклом Карно (див. рис. 3.3):

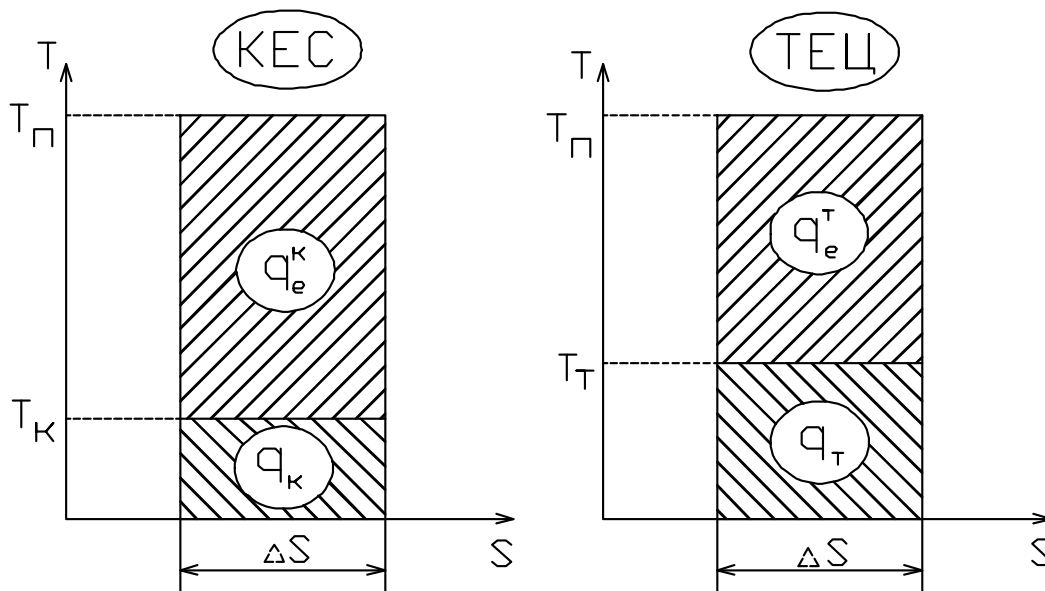


Рисунок 3.3 - Порівняння циклів КЕС і ТЕЦ на прикладі циклу Карно

Позначення до рисунка 3.3:

$T_П$ - температура підведення теплоти в циклах (температура пари на вході в турбіну);

T_K - температура відведення теплоти в циклі КЕС (температура пари в конденсаторі);

T_T - температура відведення теплоти в циклі ТЕЦ (температура пари в мережному підігрівачі).

q_e^K , q_e^T , q_k , q_T - те ж, що й на рисунку 3.2.

Порівняння питомих витрат теплоти на вироблення електроенергії.

Показники	КЕС	ТЕЦ
Кількість теплоти, підведеної в циклі КЕС и ТЕЦ:	$q_{\text{п}}=T_{\text{п}} \cdot \Delta S$	$q_{\text{п}}=T_{\text{п}} \cdot \Delta S$
Кількість теплоти, еквівалентна виробленим електроенергії:	$q_e^{\text{к}} = (T_n - T_{\text{к}}) \cdot \Delta S$	$q_e^{\text{т}} = (T_{\text{п}} - T_{\text{т}}) \cdot \Delta S$
Кількість теплоти, що використана в теплопостачанні:	$q_{\text{т}}=0$	$q_{\text{т}}=T_{\text{т}} \cdot \Delta S$
Питома витрата теплоти на вироблення електроенергії:	$\bar{q}_e^{\text{к}} = \frac{q_n - q_{\text{к}}}{q_e^{\text{к}}} = \frac{T_n \cdot \Delta S}{(T_n - T_{\text{к}}) \cdot \Delta S} = \frac{T_n}{T_n - T_{\text{к}}} > 1$	$\bar{q}_e^{\text{т}} = \frac{q_n - q_{\text{т}}}{q_e^{\text{т}}} = \frac{T_n \cdot \Delta S - T_{\text{т}} \cdot \Delta S}{(T_n - T_{\text{т}}) \cdot \Delta S} = 1$

Наприклад, при $T_{\text{п}}=540+273=813\text{K}$ (температура пари на вході в турбіну 540°C) і $T_{\text{к}}=33+273=306\text{K}$ (температура пари в конденсаторі турбіни 33°C) питома витрата теплоти на вироблення електроенергії в циклі КЕС складе:

$$\bar{q}_e^{\text{к}} = \frac{T_n}{T_n - T_{\text{к}}} = \frac{813}{813 - 306} = 1,6,$$

тобто питома витрата теплоти на вироблення електроенергії в циклі КЕС в порівнянні з циклом ТЕЦ більше на:

$$\frac{q_e^{\text{к}} - q_e^{\text{т}}}{q_e^{\text{к}}} \cdot 100\% = \frac{1,6 - 1}{1,6} \cdot 100\% = 37,5\%.$$

Таким чином, теплофікація порівняно з роздільним виробленням теплової та електричної енергії забезпечує:

1. Виключення котелень у системах теплопостачання.
2. Зменшення питомої витрати теплоти на вироблення електроенергії.

3. Централізацію тепlopостачання (за рахунок великої теплової потужності ТЕЦ), що в порівнянні з децентралізацією має ряд переваг (див. 1.3).

3.2 Способи відведення теплоти з паросилового циклу ТЕЦ на потреби тепlopостачання

Слід виділити три способи відведення теплоти:

- шляхом погіршення вакууму в конденсаторі турбіни;
- через регульовані відбори пари в турбіні;
- шляхом застосування турбін протитиску.

3.2.1 Відведення теплоти шляхом погіршення вакууму в конденсаторі турбіни

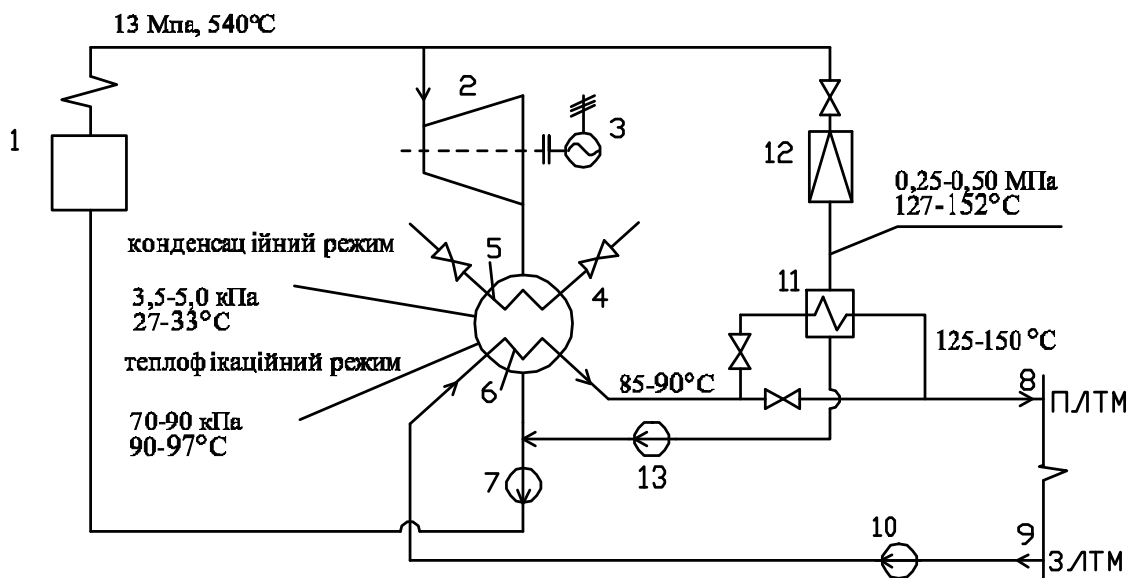


Рисунок 3.4 - Схема відводу теплоти шляхом погіршення вакууму в конденсаторі парової турбіни

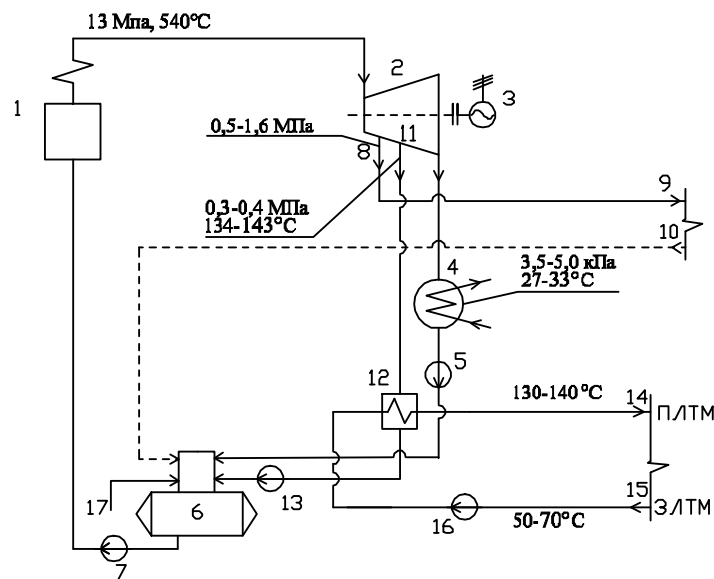
Позначення до рисунка 3.4:

- 1 - парогенератор;
- 2 - парова турбіна;
- 3 - електрогенератор;
- 4 - конденсатор парової турбіни;
- 5 - пучок труб для циркуляції води, що охолоджує конденсатор;

- 6 - вбудований в конденсатор теплофікаційний пучок труб для підігріву мережної води;
- 7 - конденсатний насос;
- 8 - ПЛТМ;
- 9 - ЗЛТМ;
- 10 - мережний насос;
- 11 - піковий підігрівник мережної води;
- 12 - РОУ для подачі пари в піковий підігрівник;
- 13 - дренажний насос.

Шляхом погіршення вакууму в конденсаторі до 70-90 кПа можливий підігрів мережної води до 85-90 ° С. У тому випадку, якщо цієї температури мережної води недостатньо, воду догріває в піковому мережному підігрівнику, в який гріючу пару подають через РОУ безпосередньо з парогенератора або від іншого джерела пари, наприклад, пікового парового котла.

3.2.2 Відведення теплоти через регульовані відбори пари в турбіні



- 1 - парогенератор, 2 - парова турбіна, 3 - електрогенератор, 4 - конденсатор парової турбіни, 5 - конденсатний насос; 6 - деаератор; 7 - живильний насос, 8 - промисловий відбір пари; 9 - подавальний паропровід, 10 - конденсатопровід; 11 - опалювальний відбір пари; 12 - підігрівник мережної води; 13 - дренажний насос; 14 - ПЛТМ; 15 - ЗЛТМ; 16 - мережний насос, 17 - добавка хімічищеної води, що компенсує втрати конденсату споживачами.

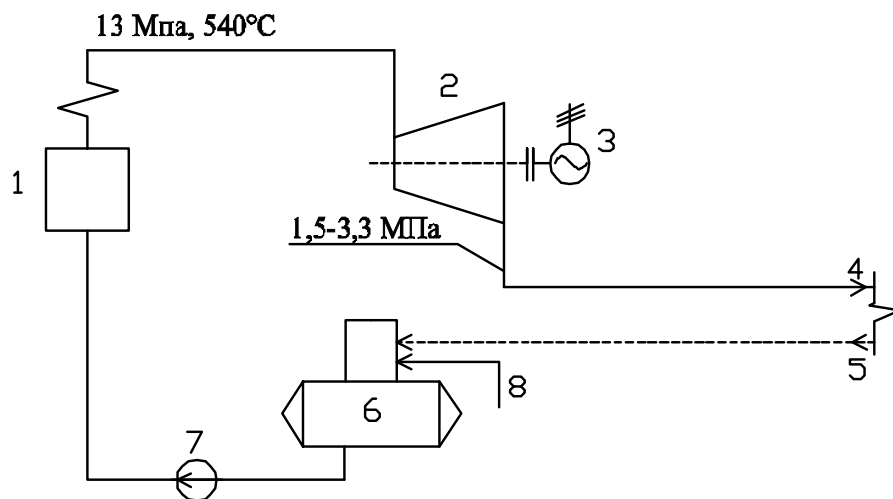
Рисунок 3.5 - Схема відводу теплоти через регульовані відбори пари в турбіні

У парових турбінах застосовуються 2 типи регульованих відборів:

- *Промисловий* (виробничий), який використовують для технологічного споживання пари (0,5 ÷ 1,6 МПа).
- *теплофікаційний* (опалювальний), який використовують для систем опалення (0,07 ÷ 0,40 МПа).

3.2.3 Відведення теплоти шляхом застосування турбін протитиску

У турбіні протитиску вся відпрацьована пара направляється на потреби теплопостачання (див. рис. 3.6), що вимагає в системі теплопостачання стабільного споживання пари.



1 - парогенератор, 2 - парова турбіна, 3 - електрогенератор, 4 - подавальний паропровід, 5 - конденсатор, 6 - деаератор; 7 - живильний насос, 8 - дозатор хімічною водою.

Рисунок 3.6 - Схема відводу теплоти шляхом застосування турбін протитиску

3.3 Види теплофікаційних турбін і технологічні схеми теплопідготовчих установок ТЕЦ

3.3.1 Види теплофікаційних турбін

Турбіни, що встановлюються на ТЕЦ і забезпечують відведення теплоти з паросилового циклу ТЕЦ на потреби теплопостачання, називаються *теплофікаційними*.

Особливості сучасних теплофікаційних турбін:

1. Високі параметри пари на вході в турбіну (13 і 24 МПа).
2. Застосування різних способів відведення теплоти з циклу у комбінації.
3. Багатоступінчастий підігрів мережної води, тобто спочатку воду нагрівають парою менш високих параметрів, а потім більш високих, що дозволяє економніше використовувати теплоту пари.
4. Порівняно невисокі параметри пари в теплофікаційних опалювальних відборах: 0,06-0,07 МПа - нижні відбори і 0,3-0,4 МПа - верхні відбори.
5. Невисокі витрати електроенергії на власні потреби електростанції, так як значна частина відпрацьованої в турбіні пари (близько 70%) конденсується мережною водою, що дозволяє скоротити витрату електроенергії на привід циркуляційних насосів оборотної системи водопостачання станції.

Слід виділити 3 типи теплофікаційних турбін:

1. Турбіни типу «Т» - конденсаційні турбіни з теплофікаційним відбором пари, які застосовують в тому випадку, коли домінує опалювальне навантаження.

Приклад позначення:

Т - 250/300-240

Т - турбіна з теплофікаційним відбором;

250 - номінальна потужність турбіни, МВт;

300 - максимальна потужність турбіни (при відключених відборах), МВт;

240 - тиск пари перед турбіною, атм. (23,5 МПа).

2. Турбіни типу «ПТ» - конденсаційні турбіни з промисловим і теплофікаційним відборами пари, які застосовують в тому випадку, коли в системі тепlopостачання в рівній мірі присутні і опалювальне, і технологічне навантаження.

Приклад позначення:

ПТ - 135/165-130/15

ПТ - турбіна з промисловим і теплофікаційним відборами пара;

135 - номінальна потужність турбіни, МВт;

165 - максимальна потужність турбіни (при відключених відборах), МВт;

130 - тиск пари перед турбіною, атм. (12,7 МПа);

15 - тиск пари в промисловому відборі, атм. (1,47 МПа).

3. Турбіни типу «Р» - протитиску, які застосовують в тому випадку, коли переважає технологічне навантаження промислових підприємств.

Приклад позначення:

Р - 100-130/15

Р - турбіна протитиску;

100 - потужність турбіни, МВт;

130 - тиск пари на вході в турбіну, атм. (12,7 МПа);

15 - протитиск (тиск на виході з турбіни), атм. (1,47 МПа).

3.3.2 Технологічна схема теплопідготовчої установки на базі турбіни «Т»

У теплопідготовчій установці на базі турбіни типу «Т» передбачені три ступені підігріву мережної води (див. рис. 3.7):

- теплофікаційний підігрівник нижнього відбору пари (підігрів до 85⁰С);
- теплофікаційний підігрівник верхнього відбору пари (до 140⁰С);
- піковий водогрійний котел (до 180-200⁰С).

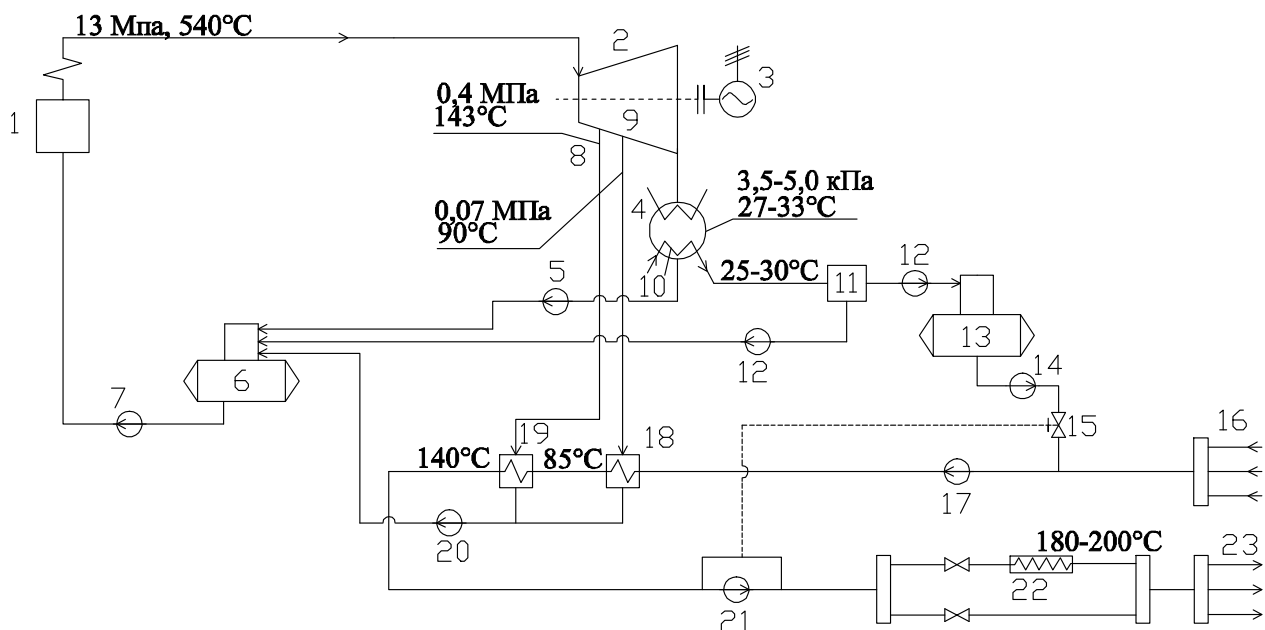


Рисунок 3.7 - Технологічна схема теплопідготовчої установки на базі турбіни «Т»

Позначення до рисунка 3.7:

1 - парогенератор;

- 2 - парова турбіна;
- 3 - електрогенератор;
- 4 - конденсатор парової турбіни;
- 5 - конденсатний насос;
- 6 - деаератор для підготовки котлової живильної води;
- 7 - живильний насос;
- 8 і 9 - верхній і нижній теплофікаційний відбори пари;
- 10 - вбудований в конденсатор теплофікаційний пучок труб для підігріву води перед ХВО;
- 11 - ХВО;
- 12 - насоси ХВО;
- 13 - деаератор для підготовки мережної підживлювальної води;
- 14 - підживлюючий насос;
- 15 - регулятор підживлення (імпульс тиску для регулювання знімається на перемичці між усмоктувальним і нагнітальним патрубками мережного насоса).
- 16 - зворотний колектор ТЕЦ для мережної води;
- 17 - бустерний (допоміжний) насос для попереднього підвищення тиску мережної води з метою подолання гідравлічного опору мережних підігрівників;
- 18 і 19-мережні підігрівники нижнього і верхнього відборів пари;
- 20 - дренажний насос;
- 21 - мережний насос;
- 22 - піковий водогрійний котел (застосовують у тому випадку, коли нагрівання води в мережних підігрівниках недостатнє);
- 23 - подавальний колектор ТЕЦ.

3.3.3 Технологічна схема теплопідготовчої установки на базі турбіни «ПТ»

У теплопідготовчій установці на базі турбіни «ПТ» передбачені 4 ступені підігріву мережної води (див. рис. 3.8):

- вбудований в конденсатор теплофікаційний пучок труб (до 65-70 °С);
- теплофікаційний підігрівник нижнього відбору пари (до 85 °С);
- теплофікаційний підігрівник верхнього відбору пари (до 140 °С);
- піковий водогрійний котел (до 180-200 °С).

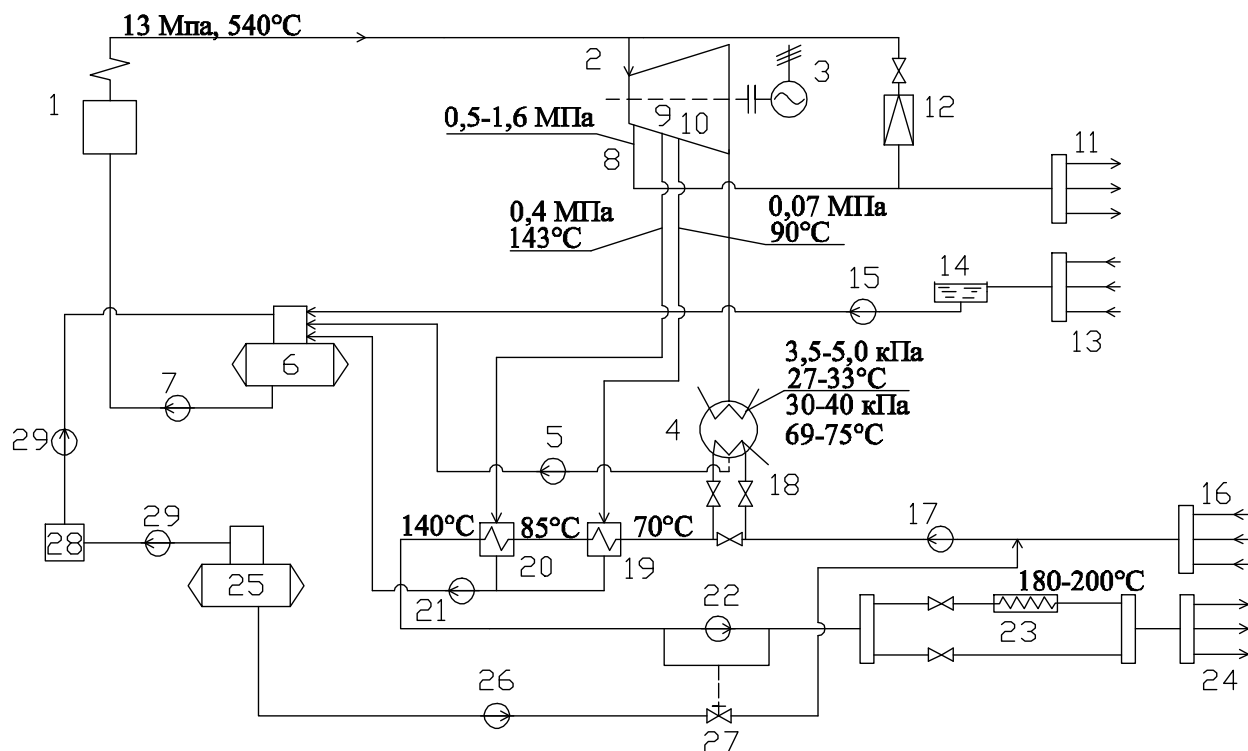


Рисунок 3.8 - Технологічна схема тепlopідготовчої установи на базі турбіни «ПТ»

Позначення до рисунка 3.8:

- 1 - парогенератор;
- 2 - парова турбіна;
- 3 - електрогенератор;
- 4 - конденсатор парової турбіни;
- 5 - конденсатний насос;
- 6 - деаератор для підготовки котлової живильної води;
- 7 - живильний насос;
- 8 - промисловий відбір пари;
- 9 і 10 - верхній і нижній теплофікаційні (опалювальні) відбори пари;
- 11 - паровий колектор ТЕЦ для промислового споживання пари;
- 12 - РОУ для пікової або резервної подачі пари на промислове споживання;
- 13 - конденсатний колектор;
- 14 - резервуар для збору і контролю за якістю конденсату;
- 15 - конденсатний насос для подачі конденсату в деаератор;
- 16 - зворотний колектор ТЕЦ;
- 17 - бустерний насос;

- 18 - вбудований в конденсатор теплофікаційний пучок для попереднього підігріву мережної води шляхом погіршення вакууму в конденсаторі до 30-40 кПа;
- 19 і 20-мережні підігрівники нижнього і верхнього відборів пари;
- 21 - дренажний насос;
- 22 - мережний насос;
- 23 - піковий водогрійний котел;
- 24 - подавальний колектор ТЕЦ;
- 25 - деаератор для підготовки мережної підживлювальної води;
- 26 - підживлюючий насос;
- 27 - регулятор підживлення;
- 28 - ХВО;
- 29 - насоси ХВО.

3.4 Техніко-економічні показники ТЕЦ

Техніко-економічні показники ТЕЦ також, як і для котелень (див. 2.3.3), поділяються на три групи: енергетичні, економічні та експлуатаційні, які, відповідно, призначені для оцінки технічного рівня, економічності та якості експлуатації ТЕЦ.

3.4.1 Витрати палива та к.к.д. ТЕЦ

Витрата палива на ТЕЦ складається з двох частин:

$$V_{\text{ТЕЦ}} = V_{\text{Т}} + V_{\text{Е}}, \quad (3.1)$$

де $V_{\text{Т}}$ - витрата палива на вироблення теплової енергії, що відпускається зовнішньому споживачеві;

$V_{\text{Е}}$ - витрата палива на вироблення електроенергії.

Витрата палива на вироблення теплової енергії $V_{\text{Т}}$ визначається співвідношенням:

$$V_{\text{Т}} = V_{\text{ТЕЦ}} \cdot (Q_{\text{ВІДП}}/Q_{\text{КОТ.ТЕЦ}}), \quad (3.2)$$

де $Q_{\text{ВІДП}}$ - кількість теплоти, яка відпускається зовнішньому споживачеві з ТЕЦ;

$Q_{\text{КОТ.ТЕЦ}}$ - кількість теплоти, виробленої котельним цехом ТЕЦ у вигляді пари:

$$Q_{\text{кот.тец}} = D_{\text{кот.тец}} \cdot (i_{\text{п}} - i_{\text{жв}}), \quad (3.3)$$

тут $D_{\text{кот.тец}}$ - кількість пари, що одержується в котельному цеху ТЕЦ;

$i_{\text{п}}$ - ентальпія пари, що одержується;

$i_{\text{жв}}$ - ентальпія живильної води.

Кількість теплоти, що відпускається з ТЕЦ зовнішньому споживачеві $Q_{\text{відп}}$, в загальному випадку складається з трьох складових (див. рис. 3.9):

$$Q_{\text{відп}} = Q_{\text{р}} + Q_{\text{відб}} + Q_{\text{роу}}, \quad (3.4)$$

де $Q_{\text{р}}$, $Q_{\text{відб}}$, $Q_{\text{роу}}$ - кількість теплоти, що відпускається, відповідно, від турбіни протитиску, з відборів турбіни і через РОУ.

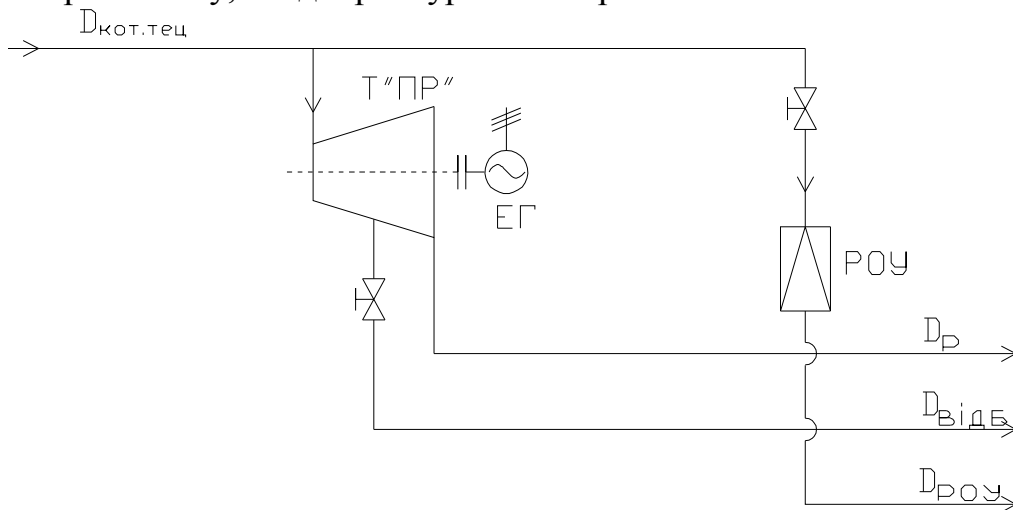


Рисунок 3.9 - Потоки теплоти, яка відпускається з ТЕЦ зовнішньому споживачеві

Позначення до рисунка 3.9:

Т «ПР» - турбіна протитиску (Р) з промисловим відбором пари (П);

$Q_{\text{р}}$, $Q_{\text{відб}}$, $Q_{\text{роу}}$ - відповідно, витрати пари від турбіни, з відбору і через РОУ.

Потоки теплоти, яка відпускається зовнішньому споживачеві, відповідно до витрат пара $Q_{\text{р}}$, $Q_{\text{відб}}$, $Q_{\text{роу}}$:

$$Q_{\text{р}} = D_{\text{р}} \cdot (i_{\text{р}} - i_{\text{к}}); \quad (3.5)$$

$$Q_{\text{відб}} = D_{\text{відб}} \cdot (i_{\text{відб}} - i_{\text{к}}); \quad (3.6)$$

$$Q_{\text{роу}} = D_{\text{роу}} \cdot (i_{\text{роу}} - i_{\text{к}}), \quad (3.7)$$

де $i_{\text{р}}$, $i_{\text{відб}}$, $i_{\text{роу}}$ - ентальпії відповідних потоків пари;

$i_{\text{к}}$ - ентальпія конденсату пари, використаної споживачем.

Поділ витрат палива $V_{\text{тец}}$ на $V_{\text{т}}$ і $V_{\text{е}}$ здійснюється в такій послідовності:

- визначається фактична витрата палива на ТЕЦ $V_{\text{тец}}$ за результатами роботи станції, а в разі проектування ТЕЦ витрата палива приймається відповідно до завдання на проектування;

- обчислюється кількість теплоти, виробленої в котельному цеху ТЕЦ $Q_{\text{кот.тец}}$, за формулою (3.3);
- обчислюється кількість теплоти, відпущеної зовнішньому споживачеві Q_p , $Q_{\text{відб}}$, $Q_{\text{роу}}$ и $Q_{\text{відп}}$, за формулами (3.5) - (3.7) і (3.4);
- обчислюється кількість палива, витраченого на вироблення теплової енергії, що відпускається зовнішньому споживачеві B_t , за формулою (3.2);
- обчислюється кількість палива, витраченого на вироблення електроенергії, по різниці:

$$B_e = B_{\text{тец}} - B_t. \quad (3.8)$$

Питомі витрати палива на вироблення теплової та електричної енергії визначається зі співвідношень:

$$b_{\text{відп}}^t = \frac{B_t}{Q_{\text{відп}}}; \quad b_{\text{відп}}^e = \frac{B_e}{E_{\text{відп}}}, \quad (3.9, 3.10)$$

де $E_{\text{отп}}$ - кількість електроенергії, відпущеної зі станції зовнішньому споживачеві.

К.к.д. станції при виробництві теплової й електричної енергії визначається співвідношеннями:

$$\eta_{\text{тец}}^t = \frac{Q_{\text{відп}}}{B_t \cdot Q_n^p}; \quad \eta_{\text{тец}}^e = \frac{3600 \cdot \mathcal{E}_{\text{відп}}}{B_e \cdot Q_n^p}. \quad (3.11, 3.12)$$

К.к.д. станції за обома енергоносіями, що відпускаються зовнішнім споживачам, визначається співвідношенням:

$$\eta_{\text{тец}} = \frac{3600 \cdot \mathcal{E}_{\text{відп}} + Q_{\text{відп}}}{B_{\text{тец}} \cdot Q_n^p}. \quad (3.13)$$

3.4.2 Коефіцієнт теплофікації

Теплове навантаження на ТЕЦ безперервно змінюється, наприклад, внаслідок зміни температури зовнішнього повітря. Розраховувати відбори турбіни на максимальне теплове навантаження, відповідне найбільш низькій температурі зовнішнього повітря, недоцільно, тому що значну частину часу відбори будуть недовантажені. Відбори турбіни розраховують на базисне теплове навантаження, яке близьке до середнього теплового навантаження. Навантаження понад базисне забезпечується піковими джерелами теплоти: пікові водогрійні котли і РОУ (див. 3.3.2 та 3.3.3).

Частка максимального теплового навантаження, що задовольняється з відборів турбіни, називається *коефіцієнтом теплофікації*:

$$\alpha_{\text{тец}} = \frac{Q_{\text{відб}}^{\text{м}}}{Q_{\text{тец}}^{\text{м}}}, \quad (3.14)$$

де $Q_{\text{тец}}^{\text{м}}$ - максимальне теплове навантаження на ТЕЦ;

$Q_{\text{відб}}^{\text{м}}$ - частина максимального теплового навантаження, що задовольняється з відборів турбіни.

Від значення $\alpha_{\text{тец}}$ залежить вибір устаткування (основного і резервного) і ефективність використання обладнання.

Оптимальні значення $\alpha_{\text{тец}}$, в першу чергу, залежать від виду переважаючого теплового навантаження на ТЕЦ:

- при технологічному навантаженні $\alpha_{\text{тец}}^{\text{відп}} = 0,7 \div 0,8$;
- при опалювальному навантаженні $\alpha_{\text{тец}}^{\text{відп}} = 0,4 \div 0,6$.

3.4.3 Економічні показники

До числа основних економічних показників відносять:

1. *Капітальні витрати* $K_{\text{тец}}$ - сума витрат, пов'язаних зі спорудженням нової або реконструкції існуючих ТЕЦ.
2. *Питомі капітальні витрати* (показник питомої вартості) - витрати, віднесені до одиниці встановленої потужності станції:

$$k_{\text{пит}} = \frac{K_{\text{тец}}}{N_{\text{вст}}}. \quad (3.15)$$

Питомі капітальні витрати $k_{\text{пит}}$ дозволяють визначити орієнтовну суму витрат на спорудження наново спроектованої станції за аналогом:

$$K_{\text{тец}}^{\text{пр}} = k_{\text{пит}}^{\text{ан}} \cdot N_{\text{вст}}^{\text{пр}}, \quad (3.16)$$

де $k_{\text{пит}}^{\text{ан}}$ - питомі капітальні витрати на спорудження аналогічної ТЕЦ.

3. *Собівартості теплової* $C_{\text{т}}$ та *електричної* $C_{\text{е}}$ енергій, що відпускаються з ТЕЦ зовнішнім споживачам:

$$C_{\text{т}} = \frac{(\Sigma B_i)_{\text{т}}^{\text{рік}}}{Q_{\text{відп}}^{\text{рік}}}, \quad (3.17)$$

$$C_{\text{е}} = \frac{(\Sigma B_i)_{\text{е}}^{\text{рік}}}{\mathcal{E}_{\text{відп}}^{\text{рік}}}, \quad (3.18)$$

де $(\Sigma B_i)_T^{\text{рік}}$ і $(\Sigma B_i)_e^{\text{рік}}$ - витрати на вироблення теплової та електричної енергії протягом року;

$Q_{\text{відп}}^{\text{рік}}$ і $\mathcal{E}_{\text{відп}}^{\text{рік}}$ - кількість теплової та електричної енергій, відпущених зовнішньому споживачеві протягом року.

3.4.4 Експлуатаційні показники

Експлуатаційні показники, зокрема, включають:

1. *Коефіцієнт використання встановленої потужності станції* - відношення фактично виробленої електроенергії протягом року до максимально можливого вироблення:

$$k_{\text{вст}} = \frac{E_{\text{вир}}^{\text{рік}}}{8760 \cdot N_{\text{вст}}}, \quad (3.19)$$

де 8760 - кількість годин на рік;

$E_{\text{вир}}^{\text{рік}}$ - річне вироблення електроенергії:

$$\mathcal{E}_{\text{вир}}^{\text{рік}} = \mathcal{E}_{\text{відп}}^{\text{рік}} + E_{\text{вп}}^{\text{рік}}, \quad (3.20)$$

тут $E_{\text{вп}}^{\text{рік}}$ - річна витрата електроенергії на власні потреби станції.

2. *Число годин використання встановленої потужності станції*:

$$\tau_{\text{вст}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{вир}}^{\text{рік}}}{N_{\text{вст}}}. \quad (3.21)$$

3. *Штатний коефіцієнт* - кількість обслуговуючого персоналу станції, що припадає на одиницю встановленої потужності.

4. *Коефіцієнт готовності і коефіцієнт використання устаткування*:

$$k_{\text{гот}} = \tau_p / (\tau_p + \tau_{\text{ав}}); \quad (3.22)$$

$$k_{\text{вик}} = \tau_p / (\tau_p + \tau_{\text{ав}} + \tau_{\text{рем}}), \quad (3.23)$$

де τ_p , $\tau_{\text{ав}}$ і $\tau_{\text{рем}}$ - відповідно, час знаходження обладнання в робочому стані, в неробочому (аварійному) і тривалість ремонтів.

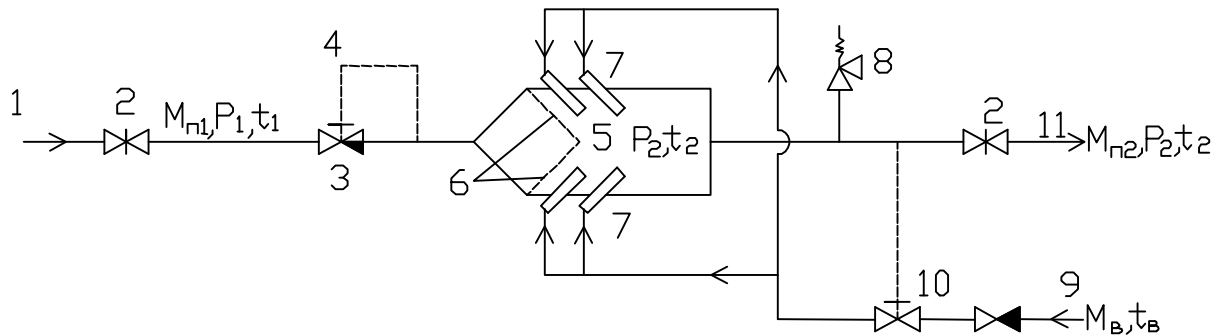
3.5 Теплопідготовчі установки ТЕЦ

3.5.1 Редукційно-охолоджувальні установки (РОУ)

РОУ (див. рис. 3.10) призначені для зниження тиску і температури пари з метою:

- забезпечення систем теплопостачання резервною парою (безпосередньо з парових котлів) у разі зупинки теплофікаційних парових турбін або появи пікових теплових навантажень;
- коригування параметрів пари з відборів турбін або турбін протитиску до значень, необхідних споживачеві.

При теплопостачанні від котельнь (див. 2.2) РОУ забезпечують зниження тиску і температури пари до значень, необхідних споживачам.



1 - подача первинної (гострої) пари, 2 - парові засувки, 3 - редукційний клапан, 4 - регулятор тиску, 5 - охолоджувач пари; 6 - ґрати для глушіння шуму при редукуванні пари; 7 - сопла для впорскування охолоджувальної води, 8 - запобіжний клапан; 9 - подача охолоджувальної води; 10 - регулятор температури пари.; 11 - вихід редукованої (м'ятої) пари.

Рисунок 3.10 - Принципова схема РОУ

Редукування пари відбивається в дросельному клапані і, частково, в решітці для глушіння шуму. Регулювання тиску пари здійснюється по імпульсу тиску пари після дросельного клапана шляхом зміни площі прохідного перерізу дроселя. Охолоджувач являє собою трубу значної протяжності, в якій після впорскування охолоджуючої води через сопла відбувається випаровування води і усереднення температури охолодженої пари. Температура пари регулюється зміною витрати охолоджуючої води. Як охолоджуюча вода використовується котельна живильна вода. Тиск і температура пари після РОУ регулюють автоматично.

При розрахунку РОУ зазвичай задані: тиск, температура і витрата редукованої пари, що відпускається споживачеві, а також параметри первинної пари і температура охолоджуючої води.

Розрахунок РОУ зводиться до визначення витрат первинної пари і охолоджуючої води. Розрахунок виконується на основі теплового і матеріального балансів РОУ.

Рівняння теплового балансу РОУ можна представити в наступному вигляді:

$$M_{n1}i_{n1} + M_{e}i_{e1} = M_{n2}i_{n2} + (1-\varphi)M_{e}i_{e2}, \quad (3.24)$$

де M_{n1} - витрата первинної пари;

i_{n1} - ентальпія первинної пари, яка визначається за таблицями або is-діаграмою водяної пари у відповідності до P_1, t_1 ;

M_{e} - витрата охолоджувальної води;

i_{e1} - ентальпія охолоджувальної води ($i_{e1} = c_e t_{e1}$, тут c_e - теплоємність води, t_{e1} - температура охолоджувальної води);

M_{n2} - витрата пари на виході з РОУ;

i_{n2} - ентальпія пари на виході з РОУ, що визначається за таблицями або is-діаграмою водяної пари для насиченої пари при тиску P_2 ;

φ - коефіцієнт, що враховує кількість охолоджувальної води, що випарувалася в РОУ, $\varphi = 0,65 \div 0,7$;

i_{e2} - ентальпія води, яка не випарувалася в охолоджувачі РОУ і відведена із РОУ з температурою, що дорівнює температурі насичення при тиску редукованої пари.

Рівняння матеріального балансу РОУ представляється в наступному вигляді:

$$M_{n1} + M_{e} = M_{n2} + (1-\varphi)M_{e}. \quad (3.25)$$

Рішення рівняння (3.25) щодо M_{n1} дає формулу для визначення витрати первинної пари:

$$M_{n1} = M_{n2} - \varphi M_{e}. \quad (3.26)$$

Підстановка виразу (3.26) в рівняння (3.24) і рішення рівняння (3.24) щодо M_{e} дає формулу для обчислення витрат охолоджувальної води:

$$M_{e} = \frac{M_{n2}(i_{n1} - i_{n2})}{\varphi i_{n1} + (1-\varphi)i_{e2} - i_{e1}}. \quad (3.27)$$

При розрахунку РОУ, за формулою (3.27) визначається витрата охолоджувальної води, а потім за формулою (3.26) витрата первинної пари.

3.5.2 Мережні підігрівники

Мережні підігрівники призначені для підігріву мережної води парою з відборів турбін ТЕЦ або безпосередньо з парових котлів котелень (див. 2.2.2 та 2.2.3).

Найбільш вживаними є поверхневі трубчасті пароводяні підігрівники з вертикальним і горизонтальним розташуванням корпусу.

На ТЕЦ і в парових котельнях для підігріву мережної води встановлюють пароводяні підігрівники типів ПМВ і ПМГ (підігрівники вертикальні і горизонтальні), причому, для більш потужних установок застосовують горизонтальні підігрівники. Схеми підігрівників представлені на рисунках 3.11 і 3.12.

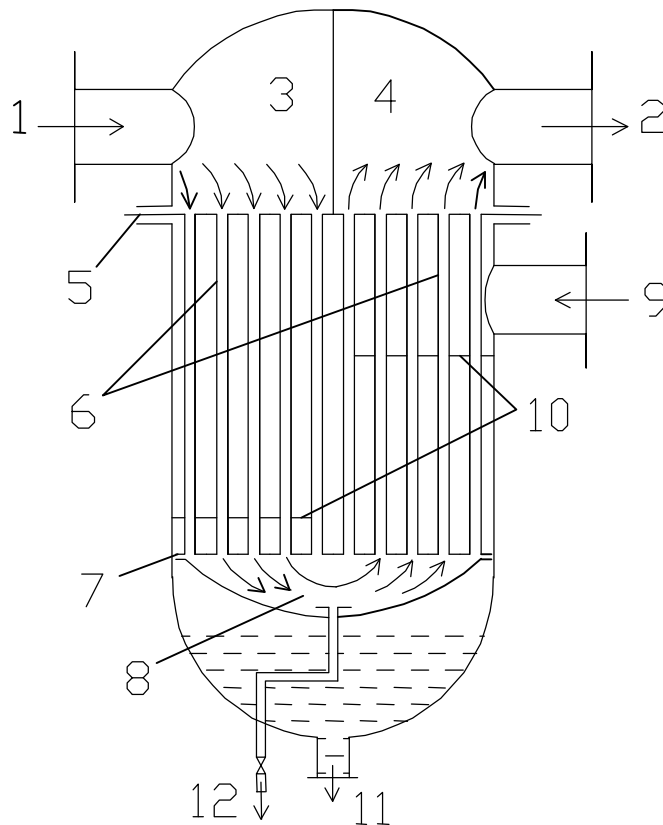


Рисунок 3.11 - Вертикальний підігрівник мережної води

Позначення до рисунка 3.11:

- 1 і 2 - вхідний і вихідний патрубки мережної води;
- 3 та 4 - вхідна і вихідна водяні камери;
- 5 - верхня (нерухома) трубна дошка;
- 6 - теплообмінні трубки;

- 7 - нижня вільна для переміщення трубна дошка (переміщення обумовлено температурним розширенням трубок);
- 8 - поворотна водяна камера;
- 9 - патрубок для входу пари;
- 10 - напрямні перегородки для пари, що забезпечують також зниження вібрації трубок;
- 11 - патрубок для випуску конденсату;
- 12 - патрубок для зливу мережної води з підігрівника.

Основні технічні характеристики вертикальних пароводяних підігрівників типу ПМВ:

Номінальна витрата мережної води	800÷1800 т/год
Робочий тиск води	1,5÷2,3 МПа
Робочий тиск пари	0,7÷1,4 МПа
Максимальна температура нагріву мережної води	150÷180 °С
Максимальна температура пари	350÷400 °С
Площа поверхні нагріву	200÷500 м ²
Діаметр корпусу	1232÷1640 мм
Загальна висота підігрівника	5540÷7340 мм

Приклад позначення:

ПМВ - 200 - 7 - 15

ПМВ - підігрівник мережний вертикальний;

200 - площа поверхні нагріву, м²;

7 - тиск пари, атм. (0,69 МПа);

15 - тиск води, атм. (1,47 МПа).

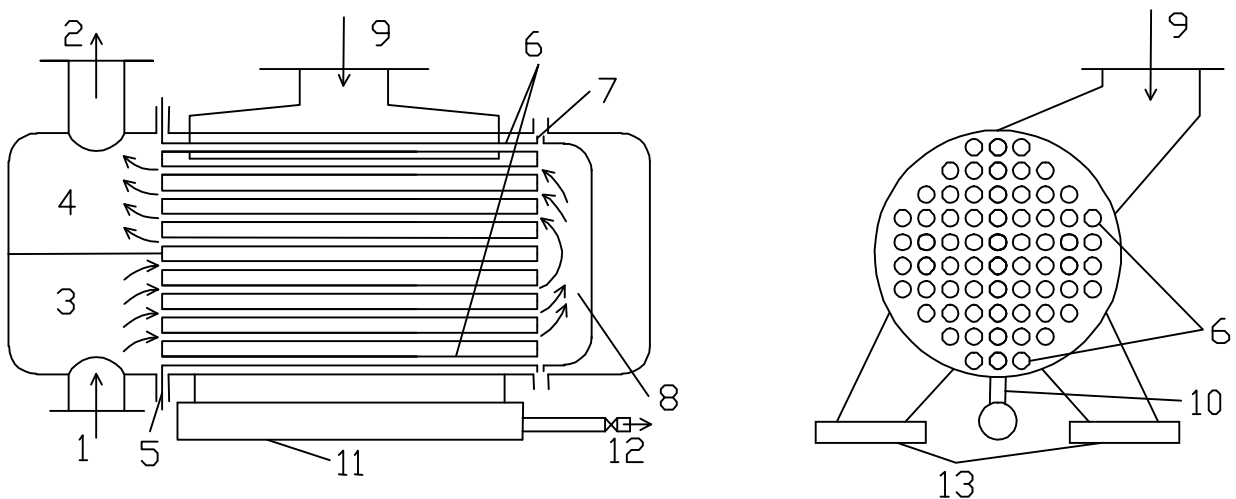


Рисунок 3.12 - Горизонтальний підігрівник мережної води

Позначення до рисунка 3.12:

1 і 2 - вхідний і вихідний патрубки мережної води;

3 та 4 - вхідна і вихідна водяні камери;

5 - нерухома трубна дошка;

6 - теплообмінні трубки;

7 - вільна для переміщення трубна дошка;

8 - поворотна водяна камера;

9 - патрубок для входу пари;

10 - щілинний патрубок для відведення конденсату (запобігає закипанню конденсату при зниженні тиску пари в паровому просторі підігрівника);

11 - конденсатозбірник;

12 - конденсатопровід;

13 - опори підігрівника.

Основні технічні характеристики горизонтальних пароводяних підігрівників типу ПМГ:

Номінальна витрата мережної води	1500÷7200 т/год
Допустимий тиск води	0,8 МПа
Робочий тиск пари	0,05÷0,25 МПа
Максимальна температура нагріву мережної води	120 °С
Максимальна температура пари	127 °С
Площа поверхні нагріву	800÷5000 м ²

Приклад позначення:

ПМГ - 800 - 3 – 8

ПМГ - підігрівник мережний горизонтальний;

800 - площа поверхні нагріву, м²;

3 - максимальний тиск пари, атм. (0,29 МПа);

8 - допустимий тиск води, атм. (0,78 МПа).

3.5.3 Приклад вибору мережного підігрівника

Завдання

Підібрати мережний підігрівник теплопідготовчої установки ТЕЦ і виконати перевірочний тепловий розрахунок мережного підігрівника,

використовуючи дані таблиці, за умови, що к.к.д. мережного підігрівника $\eta_{мп} = 0,98$; коефіцієнт теплопередачі мережного підігрівника $k_{мп} = 2600 \text{ Вт/м}^2\text{К}$.

Вихідні дані

Найменування показників	Варіанти		
	1	2	3
Витрата мережної води $M_{мв}$, т/год	300	325	350
Температура мережної води:			
– зворотної $t_{звор}$, °С	60	65	70
– подаючої $t_{под}$, °С	110	115	120
Тиск в опалювальному відборі $P_{відб}$, МПа	0,18	0,20	0,22

Рішення

Вибір мережного підігрівника для теплопідготовчої установки ТЕЦ включає: визначення площі поверхні нагрівання і витрати гріючої пари, вибір серійного підігрівника по каталогу заводу-виробника і тепловий повірочний розрахунок обраного підігрівника.

Площа поверхні нагріву визначається за формулою:

$$F_n = \frac{10^3 \cdot Q_{мп}}{k_{мп} \cdot \Delta t_{ср.л.}}, \quad (1)$$

де $Q_{сп}$ - теплове навантаження підігрівника, кВт;

$\Delta t_{ср.л.}$ - середньологарифмічний температурний напір в підігрівнику, °С;

$k_{сп}$ - коефіцієнт теплопередачі в підігрівнику, відповідно до завдання $2600 \text{ Вт/м}^2\text{К}$.

Теплове навантаження підігрівника визначається з водяної сторони:

$$Q_{сп} = \frac{M_{св} \cdot 10^3}{3600} \cdot (t_{под} - t_{обр}) \cdot C_p \quad (2)$$

де C_p - середня ізобарна теплоємність води, приймається $4,19 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$.

Средньологарифмічний температурний напір визначається виразом:

$$\Delta t_{ср.л.} = \frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{\ln \frac{\Delta t_б}{\Delta t_м}} = \frac{(t_{відб} - t_{звор}) - (t_{відб} - t_{под})}{\ln \frac{t_{відб} - t_{звор}}{t_{відб} - t_{под}}}, \quad (3)$$

де $\Delta t_б$, $\Delta t_м$ - більший і менший температурні напори між теплоносіями, °С;

$t_{отб}$ - температура насиченої пари з відбору, визначається відповідно до тиску пари в опалювальному відборі $P_{отб}$ за таблицями властивостей водяної пари, °С.

Результати розрахунку

Показники	Формула для розрахунку	Варіанти		
		1	2	3
$M_{мв}$, Т/ч	за завданням	300	325	350
$t_{под}$, °С	за завданням	110	115	120
$t_{звор}$, °С	за завданням	60	65	70
$t_{відб}$, °С	за таблицями водяної пари	117	120	123
$k_{мп}$, Вт/(м ² ·К)	за завданням	2600	2600	2600
$\Delta t_{ср.л.}$, °С	(3)	24	22	18
$Q_{мп}$, кВт	(2)	17458	18913	20368
F_H , м ²	(1)	282	349	450

Витрата гріючої пари з відбору визначається за формулою:

$$D_{от} = \frac{3600 \cdot Q_{сн}}{(i_{отб} - i'_{отб}) \cdot \eta_{сн} \cdot 10^3}, \quad (4)$$

де $i_{відб}$ - ентальпія сухої насиченої пари з відбору, визначається відповідно до тиску пари в опалювальному відборі $P_{отб}$ за таблицями властивостей водяної пари, кДж/кг;

$i'_{відб}$ - ентальпія конденсату гріючої пари з відбору, визначається відповідно до тиску пари в опалювальному відборі $P_{отб}$ за таблицями властивостей водяної пари, кДж/кг.

Результати розрахунку

Показники	Формула для розрахунку	Варіанти		
		1	2	3
$I_{відб}$, кДж/кг	за таблицями водяної пари	2702	2707	2711
$i'_{відб}$, кДж/кг	за таблицями водяної пари	491	505	518
$D_{відб}$, Т/ч	(4)	29,01	31,55	34,12

Вибір серійного підігрівника проводиться за даними, наведеними в додатку А, з числа вертикальних пароводяних підігрівників мережної води

типу ПМВ. Критеріями вибору підігрівника є: обчислена поверхня нагріву F_n і тиск гріючої пари з відбору $P_{отб}$.

Технічні характеристики обраного підігрівника

Показники	Варіанти		
	1	2	3
Типорозмір	ПМВ-315-3-23	ПМВ-315-3-23	ПМВ-500-3-23
Поверхня нагріву за типорозміром F_n^{mp} , м ²	315	315	500
Кількість трубок Z , шт.	1212	1212	1930
Довжина трубок l_T , мм	4545	4545	4545
Число ходів води, n	2	2	2
Матеріал трубок	латунь	латунь	латунь
Зовнішній діаметр трубок d_z , мм	19	19	19
Внутрішній діаметр трубок $d_{вн}$, мм	17,5	17,5	17,5
Площа проходного перерізу по воді, S_n , м ²	0,1380	0,1380	0,2190
Розрахунковий тиск в трубках (вода) P_b , МПа	2,3	2,3	2,3
Розрахунковий тиск в корпусі (пара) P_n , МПа	0,3	0,3	0,3
Розрахункові температури води:			
– на вході $t_{вх}$, °С	70	70	70
– на виході $t_{вих}$, °С	120	120	120

Перевірочний тепловий розрахунок підігрівника.

Швидкість води в трубках підігрівника визначається виразом:

$$w_g = \frac{10^3 \cdot M_{мв}}{3600 \cdot \rho_g \cdot \frac{\pi \cdot d_{вн}^2}{4} \cdot \frac{Z}{n}}, \quad (5)$$

де ρ_v - щільність води (кг/м³) при середній температурі води, що нагрівається (див. додаток Б):

$$\bar{t}_g = (t_{звор} + t_{под}) / 2. \quad (6)$$

Коефіцієнт тепловіддачі від стінки до води α_v обчислюється за формулою для примусового руху рідини всередині каналу:

$$Nu_B = 0,021 \cdot Re_g^{0,8} \cdot Pr_g^{0,4} \cdot \varepsilon_l;$$

$$\frac{\alpha_v \cdot d_{вн}}{\lambda_g} = 0,021 \cdot \left(\frac{w_g \cdot d_{вн}}{\nu_g} \right)^{0,8} \cdot Pr_g^{0,4} \cdot \left(1 + \frac{2}{l_T / d_{вн}} \right);$$

$$\alpha_{\epsilon} = \frac{\lambda_{\epsilon}}{d_{\text{вн}}} \cdot 0,021 \cdot \left(\frac{w_{\epsilon} \cdot d_{\text{вн}}}{\nu_{\epsilon}} \right)^{0,8} \cdot \text{Pr}_{\epsilon}^{0,4} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot d_{\text{вн}}}{l_{\text{т}}} \right), \quad (7)$$

де $\text{Nu}_{\text{в}}$ і $\text{Re}_{\text{в}}$ - числа подібності Нуссельта і Рейнольдса для потоку води, що нагрівається в трубках:

$$\text{Nu}_{\epsilon} = \frac{\alpha_{\epsilon} \cdot d_{\text{вн}}}{\lambda_{\epsilon}}; \quad (8)$$

$$\text{Re}_{\epsilon} = \frac{w_{\epsilon} \cdot d_{\text{вн}}}{\nu_{\epsilon}}, \quad (9)$$

$\text{Pr}_{\text{в}}$ - число Прандтля при середній температурі води, що нагрівається;
 ϵ_l - поправочний коефіцієнт, що визначається виразом:

$$\epsilon_l = 1 + \frac{2}{l_{\text{т}} / d_{\text{вн}}}. \quad (10)$$

Значення коефіцієнта теплопровідності $\lambda_{\text{в}}$, коефіцієнта кінематичної в'язкості $\nu_{\text{в}}$ і числа Прандтля $\text{Pr}_{\text{в}}$ визначаються при середній температурі води, що нагрівається за даними, наведеними в додатку Б.

Коефіцієнт тепловіддачі від пари до стінок трубок $\alpha_{\text{п}}$ визначається методом послідовного наближення за формулою Нуссельта:

$$\alpha_{\text{п}} = 0,943 \cdot \sqrt[4]{\frac{r \cdot 10^3 \cdot \rho_{\text{к}}^2 \cdot g \cdot \lambda_{\text{к}}^3}{\mu_{\text{к}} \cdot (t_{\text{відб}} - t_{\text{с}}) \cdot l_{\text{т}}}}, \quad (11)$$

де r - теплота конденсації грючої пари при тиску $P_{\text{отб}}$, що визначається за таблицями властивостей водяної пари;

$\rho_{\text{к}}$, $\lambda_{\text{к}}$, $\mu_{\text{к}}$ - відповідно, щільність, коефіцієнт теплопровідності і коефіцієнт динамічної в'язкості плівки конденсату визначаються за даними, наведеними в додатку В, при середній температурі конденсату:

$$\bar{t}_{\text{к}} = (t_{\text{с}} + t_{\text{відб}}) / 2, \quad (12)$$

тут $t_{\text{с}}$ - температура стінки трубок.

Значення температури стінки $t_{\text{с}}$ і відповідно температурного напору плівки конденсату $\Delta t_{\text{пл}} = (t_{\text{отб}} - t_{\text{с}})$ у формулі (11) невідомі, що вимагає обчислення методом послідовного наближення.

Приймається з наступною перевіркою:

$$\Delta t_{\text{пл}} = t_{\text{відб}} - t_{\text{с}} = 4^{\circ} \text{C}, \quad (13)$$

$$t_{\text{с}} = t_{\text{отб}} - 4. \quad (14)$$

Формулу Нуссельта (11) можна представити в наступному вигляді:

$$\alpha_{\text{п}} = A \cdot \Delta t_{\text{пл}}^{-0,25}, \quad (15)$$

де

$$A = 0,943 \cdot \sqrt[4]{\frac{r \cdot 10^3 \cdot \rho_{\kappa}^2 \cdot g \cdot \lambda_{\kappa}^3}{\mu_{\kappa} \cdot l_{\tau}}} . \quad (16)$$

Питомий тепловий потік через плівку конденсату складе:

$$q_{пл} = \frac{10^3 \cdot Q_{cn}}{F_n^{mp}} = \alpha_n \cdot \Delta t_{пл} = A \cdot \Delta t_{пл}^{0,75} . \quad (17)$$

З рівняння (17) градієнт температур в плівці конденсату Δt визначається виразом:

$$\Delta t_{пл} = 0,75 \sqrt[0,75]{\frac{10^3 \cdot Q_{cn}}{F_n^{mp} \cdot A}} . \quad (18)$$

Розрахункове значення $\Delta t_{пл}$ за формулою (18) порівнюються з прийнятим значенням $\Delta t_{пл} = 4 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Розбіжність $\Delta t_{пл}$ із спочатку прийнятим значенням $\Delta t_{пл} = 4^\circ\text{C}$ невелика (див. результати розрахунку), тому коригування значень, ρ_{κ} , λ_{κ} , μ_{κ} і відповідного перерахунку α_n непотрібно.

Коефіцієнт теплопередачі визначається за формулою:

$$k'_{cn} = 1 / \left(\frac{1}{\alpha_n} + \frac{\delta_c}{\lambda_c} + \frac{\delta_n}{\lambda_n} + \frac{1}{\alpha_g} \right) , \quad (19)$$

де δ_c - товщина стінки трубок підігрівника, $\delta_c = 0,00075 \text{ м}$;

λ_c - теплопровідність латунних стінок трубок підігрівника,
 $\lambda_c = 105 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$;

δ_n - товщина накипу на трубках в період експлуатації підігрівника,
 приймається $\delta_n = 0,0001 \text{ м}$;

λ_n - теплопровідність накипу, $\lambda_n = 4,0 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$.

Теплова потужність підігрівника за результатами перевірного розрахунку визначається добутком:

$$Q'_{мп} = F_n^{mp} \cdot k'_{cn} \cdot \Delta t_{сп.л} . \quad (20)$$

Розбіжність теплового навантаження підігрівника $Q_{мп}$, що обчислена за формулою (2), та теплової потужності підігрівника $Q'_{мп}$, отриманої в результаті перевірного розрахунку за формулою (20), визначається співвідношенням:

$$\Delta Q_{cn} = \frac{Q'_{cn} - Q_{cn}}{Q'_{cn}} \cdot 100\% . \quad (21)$$

Значення розбіжності $Q_{мп}$ і $Q'_{мп}$ не перевищує допустимі 2 - 3% (див. результати розрахунку), тобто вибраний мережний підігрівник задовольняє вихідні дані завдання.

Результати розрахунку

Показники	Формули для розрахунку	Варіанти		
		1	2	3
$\bar{t}_e, \text{ }^\circ\text{C}$	(6)	85	90	95
$\rho_B, \text{ кг/м}^3$	Додаток Б	968,55	965,30	961,85
$w_B, \text{ м/с}$	(5)	0,591	0,642	0,436
$\lambda_B, \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$	Додаток Б	0,673	0,678	0,680
$v_B, \text{ м}^2\text{/с}$	Додаток Б	0,348	0,328	0,312
$R_{гв}$	Додаток Б	2,11	1,97	1,87
$\alpha_B, \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$	(7)	4552	4998	3749
$r, \text{ кДж/кг}$	За таблицями водяної пари	2211	2202	2193
$t_c, \text{ }^\circ\text{C}$	(14)	113	116	119
$\bar{t}_k, \text{ }^\circ\text{C}$	(12)	115	118	121
$\rho_K, \text{ кг/м}^3$	Додаток В	947	945	942
$\lambda_K, \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$	Додаток В	0,686	0,686	0,686
$\mu_K, \text{ Па}\cdot\text{с}$	Додаток В	248,2	241,7	235,4
A	(16)	8142,8	8180,5	8213,2
$\Delta t_{пл}, \text{ }^\circ\text{C}$	(18)	4,21	4,46	3,32
$\alpha_{п}, \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$	(15)	5758	5785	6241
$k'_{мп}, \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$	(19)	2350	2652	2304
$Q'_{мп}, \text{ кВт}$	(20)	17766	18378	20736
$\Delta Q_{мп}, \text{ \%}$	(21)	1,7	2,9	1,8

ЛІТЕРАТУРА

1. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 7-е изд. стереот. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.: ил.
2. Либерман Н.Б., Нянковская М.Т. Справочник по проектированию котельных установок систем централизованного теплоснабжения. (Общие вопросы проектирования и основное оборудование). – М.: Энергия, 1979.- 224 с.: ил.
3. Пешехонов Н.И. Проектирование теплоснабжения. – К.: Вища школа. Головное изд-во, 1982.-328 с.: ил.

Додажок А

Технічні характеристики вертикальних пароводяних підігрівачів мережної води типу ПМВ

Типорозмір	Поверхня нагріву, м ²	Число ходів води	Площа прохідного перерізу по воді, м ²	Розрахунковий тиск, МПа (изб.)		Розрахункові температури води, °С	
				у корпусі (пар)	у трубках (вода)	на виході	на вході
ПМВ-45-7-15	45	4/2	0,01292/0,02584	0,7	1,5	150	70
ПМВ-63-7-15	63	4/2	0,0182/0,0364	0,7	1,5	150	70
ПМВ-90-7-15	90	4/2	0,0256/0,0518	0,7	1,5	150	70
ПМВ-125-7-15	125	4/2	0,0362/0,0724	0,7	1,5	150	70
ПМВ-200-7-15	200	4/2	0,0577/0,1154	0,7	1,5	150	70
ПМВ-315-3-23	315	2	0,1380	0,3	2,3	150	70
ПМВ-315-14-23	315	2	0,1380	1,4	2,3	150	70
ПМВ-500-3-23	500	2	0,2190	0,3	2,3	150	70
ПМВ-315-14-23	500	2	0,2190	1,4	2,3	150	70

Примітка. Діаметр латунних трубок $d_{\text{н}}/d_{\text{вн}}=19/17,5$ мм.

Додаток Б

Основні фізичні властивості води

Температура $t, ^\circ\text{C}$	Щільність $\rho_v, \text{кг/м}^3$	Коефіцієнт теплопровідності $\lambda_v, \text{Вт}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$	Коефіцієнт кінематичної в'язкості $\nu_v \cdot 10^6, \text{м}^2/\text{с}$	Число Прандтля Pr_v
30	995,7	0,627	0,804	5,44
40	992,2	0,631	0,659	4,33
50	988,1	0,643	0,556	3,57
60	983,2	0,656	0,478	3
70	977,8	0,664	0,416	2,68
80	971,8	0,668	0,367	2,24
90	965,3	0,678	0,328	1,97
100	958,4	0,682	0,296	1,76
120	943,4	0,686	0,246	1,44
140	926,4	0,686	0,212	1,23
160	907,5	0,684	0,192	1,11

Додаток В

Фізичні властивості води на лінії насичення (конденсату)

$t, ^\circ\text{C}$	$p, \text{Мпа}$	$\rho_k, \text{кг/м}^3$	$\lambda_k, \text{Вт}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$	$\mu_k \cdot 10^6, \text{Па}\cdot\text{с}$
100	0,1013	958,4	0,684	282,5
110	0,143	951	0,685	259
120	0,198	943,1	0,686	237,4
130	0,27	934,8	0,686	217,8
140	0,361	926,1	0,685	201,1
150	0,476	917	0,684	186,4
160	0,618	907,4	0,681	173,6
170	0,792	897,3	0,676	162,8
180	1,03	886,9	0,672	153
190	1,255	876	0,664	144,2
200	1,555	863	0,658	136,4

Навчальне видання

Гічов Юрій Олександрович

**ДЖЕРЕЛА ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ
ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ
Частина I**

Конспект лекцій

Тем. план. 2011, поз. 333

Підписано до друку 03.10.2011. Формат 60×84 1/16. Папір друк. Друк плоский.
Облік.-вид. арк. 3,05. Умов. друк. арк. 3,02. Тираж 100 пр. Замовлення №

Національна металургійна академія України
49600, м. Дніпропетровськ-5, пр. Гагаріна, 4

Редакційно-видавничий відділ НМетАУ