

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

РОЗРАХУНКИ ТРУБОПРОВІДІВ

Практичні заняття з дисципліни «Проектування ТЕС та АЕС»

Навчальний посібник

Рекомендовано методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського як навчальний посібник для здобувачів ступеня магістра наукової та професійної підготовки за освітньою програмою «Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій» спеціальності 144 «Теплоенергетика»

Електронне мережеве навчальне видання

Укладачі: О. Ю. Черноусенко, О. В. Власенко

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2024

УДК 621.1
Р 64

Укладачі *Черноусенко Ольга Юріївна*, докт. техн. наук, професор
Власенко Ольга Володимирівна, докт. філос., асистент

Рецензент *Аушева Наталія Миколаївна*, д.т.н., професор,
КПІ ім. Ігоря Сікорського

Відповідальний редактор *Фуртат Ірина Едуардівна*, к.т.н, доцент,
КПІ ім. Ігоря Сікорського

*Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
(Протокол № 2 від 08.11.2024 р.)
за поданням Вченої ради навчально-наукового інституту атомної та теплової енергетики
(Протокол № 4 від 28.10.2024 р.)*

Р 64 Розрахунки трубопроводів. Навчальний посібник до виконання практичних занять з дисципліни «Проектування ТЕС та АЕС» [Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня магістра наукової та професійної підготовки за освіт. програмою «Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій» спец. 144 - Теплоенергетика / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: О.Ю.Черноусенко, О.В.Власенко – Електрон. текст. дані (1 файл: 3,69 МБайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024. – 50с.

У посібнику наведено методику розрахунків трубопроводів електростанцій, а саме гідравлічного розрахунку трубопроводів електростанцій, розрахунку паропроводів II і III відборів парової турбіни та розрахунку ділянки трубопроводу на самокомпенсацію. Наведені основи теплового розрахунку парової турбіни надають можливість поглибити та закріпити знання основ теорії проектування теплових та атомних електростанцій.

УДК 621.1

Реєстр № НП 21/02-2023 Обсяг 2,27 авт.арк.
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Проспект Берестейський, 37, м. Київ, 03056
<https://kpi.ua>

Свідотство про внесення до Державного реєстру видавців, виготовлювачів і розповсюджувачів видавничої продукції ДК № 5354 від 25.05.2017 р.

© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1 Розрахунки трубопроводів електростанцій	5
1.1 Порядок гідравлічного розрахунку трубопроводів електростанцій	5
2 Приклад розрахунку.....	16
2.1 Приклад розрахунку паропроводу II відбору парової турбіни К-300-240 ХТГЗ	16
2.2 Приклад розрахунку паропроводу III відбору парової турбіни К-300-240 ХТГЗ	20
2.3 Розрахунок ділянки трубопроводу на самокомпенсацію	24
Рекомендована література.....	29
Перелік посилань.....	30
ДОДАТКИ.....	31
Додаток А. ПТС АЕС. Вихідні дані до розрахунку трубопроводів.....	31
Додаток Б. ПТС ТЕС.....	42

Вступ

При підготовці фахівця з освітньо-кваліфікаційного рівня магістр наукової та професійної підготовки у закладах вищої освіти IV рівня акредитації необхідно підвищити вимоги до проектування енергетичних об'єктів. Тому виникла потреба у розробці нових методичних вказівок до практичних занять по курсу «Проектування ТЕС та АЕС». Методичні вказівки до практичних занять освітньо-кваліфікаційного рівня (ОКР) магістр наукової та професійної підготовки зі спеціальності 144 – Теплоенергетика освітньо-наукова програма «Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій» розроблені на підставі нормативних документів КПІ ім. Ігоря Сікорського та ставлять ціль визначення вимог до виконання практичних занять по курсу «Проектування ТЕС та АЕС» на кафедрі теплової та альтернативної енергетики з урахуванням специфіки спеціальності 144 – Теплоенергетика.

Виробництво електроенергії являється одним з найважливіших показників розвитку народного господарства в цілому і визначає положення країни в світовому економічному співтоваристві. Надійність постачання споживачам теплової та електричної енергії обумовлюється сучасним підходом до питань проектування ТЕС та АЕС, тривалою роботою електричних станцій та необхідністю забезпечення енергетичної безпеки держави. Найважливішим аспектом проектування ТЕС та АЕС є грамотний підбір обладнання згідно вимог виробництва електричної енергії, сучасного рівня виробництва енергомашинобудівної галузі, питань паливозабезпечення ТЕС та АЕС, графіків навантажень електромереж та інше.

В курсі «Проектування ТЕС та АЕС» розглядаються основи теорії проектування теплових та атомних електростанцій.

1 РОЗРАХУНКИ ТРУБОПРОВІДІВ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

1.1 Порядок гідравлічного розрахунку трубопроводів електростанцій

Ціллю гідравлічного розрахунку трубопроводу є визначення його опору при заданій конструкції паропроводу.

Для виконання розрахунку трубопроводів обирається клас й марка сталі, прокладається траса трубопроводу згідно планів та розрізів електростанції (ЕС) (рис.1.1 та рис.1.2).

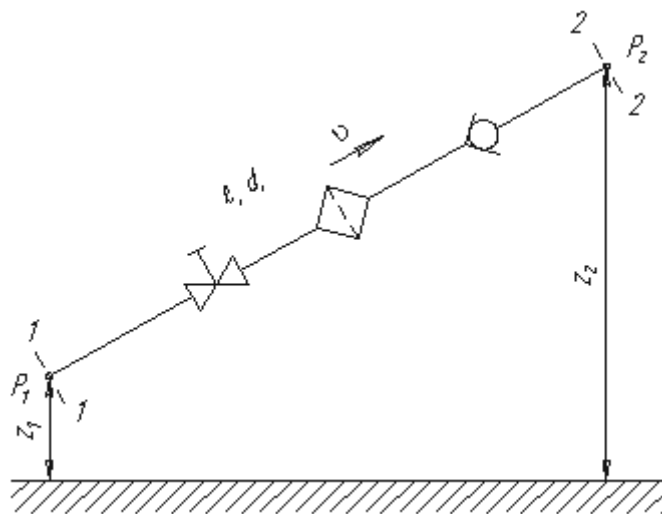


Рисунок 1.1. Схема простого трубопроводу

Траса трубопроводів поділяється на ділянки (рис.1.2. та таб.1.1), кожний з яких має свій супротив згідно даних заводів – виробників та нормованих таблиць. Параметри робочого середовища наступні: $P=50$ ата, $t=550^\circ\text{C}$. Труба 159×6 , сталь $12\times 1\text{МФ}$.

Величина гідравлічного опору паропроводу не повинна перевищувати величину втрат закладених при розрахунку теплової схеми турбоустановки.

Нижче наведений приблизний розрахунок паропроводу, приведенного на рис. 1.2.

I – розгорнута довжина траси трубопроводу (при цьому розгорнута довжина I включає в себе довжину прямих ділянок, розгорнуту довжину відводів, зварних і литих колін, трійників і т.п.), м;

$\sum_1^n \zeta$ – сума коефіцієнтів місцевих опорів різних ділянок трубопроводу;

H_2 і H_1 – відмітки початку і кінця траси, м.

В гідравлічних розрахунках паропроводів, газопроводів, повітропроводів членом $(H_2 \cdot H_1) \cdot \frac{1}{V_c}$ нехтують, тому що це мала величина.

Визначають розрахунковий діаметр паропроводу [1]:

$$D_p = \left[D_i - S \left(2 + \frac{\Delta 1 + \Delta 2}{100} \right) \right] \cdot 10^{-3} \text{ (м)}, \quad (1.2)$$

де: D_n – номінальний зовнішній діаметр труби, мм (див. таб.1.2);

$\Delta 1$ – додатній допуск на товщину стінки, %;

$\Delta 2$ – від’ємний допуск на товщину стінки, %;

S – номінальна товщина стінки, мм (див. таб.1.2).

Згідно технічних умов та виготовлення труб додатні допуски на товщину стінки приймають $\Delta 1 = +20\%$ та $\Delta 2 = -5\%$.

Визначають середній питомий об’єм середовища [1], м³/кг

$$V_n = \frac{2 \cdot V_1 \cdot V_2}{V_1 + V_2}, \quad (1.3)$$

де: V_1 – питомий об’єм робочого середовища на початку траси, м³/кг;

V_2 – питомий об’єм робочого середовища в кінці траси, м³/кг.

Величину питомого об’єму робочого середовища в кінці траси визначають по заданому допустимому падінню тиску в кінці траси (у ПВТ).

При цьому вважається, що тепловий склад робочого середовища в кінці і на початку траси рівні.

Визначають розрахункову швидкість пари на ділянці від розтруба до входу в ПВТ (ділянка I – I див. рис. 1.1) [1]:

$$C = 0.354 \frac{G \cdot V_c}{D_p^2}, \text{ (м/с)} \quad (1.4)$$

де: G – витрата робочого середовища, т/год.

Таблиця 1.2. Сортамент труб

Зовнішній діаметр $d_{\text{н}}$, мм	Внутрішній діаметр $d_{\text{вн}}$, мм	Товщина стінки S , мм	Зовнішній діаметр $d_{\text{н}}$, мм	Внутрішній діаметр $d_{\text{вн}}$, мм	Товщина стінки S , мм
1. Труби сталеві безшовні загального призначення			3. Труби насосно-компресорні		
14	10	2,0	А. Гладкі		
22	18	2,0	48,3	40,3	4,0
32	27	2,5	60,3	50,3	5,0
54	49	2,5	73,0	62,0	5,5
60	54	3,0	88,9	75,9	6,5
70	64	3,0	101,6	88,6	6,5
95	88	3,5	114,3	100,3	7,0
108	100	4,0			
2. Труби нафтопровідні і газопровідні			4. Труби з висадженими кінцями		
114	106	4,0	32,0	25,0	3,5
146	136	5,0	42,2	35,2	3,5
168	156	6,0	48,3	40,3	4,0
194	180	7,0	60,3	50,3	5,0
245	227	9,0	73,0	62,0	5,5
273	253	10,0	88,9	75,9	6,5
299	279	10,0	101,6	88,6	6,5
426	492	12,0	114,3	100,3	7,0
529	513	8,0			
632	616	8,0			

Швидкість пари на ділянці від турбіни до розтруба (ділянка II – II див. рис. 1.2) визначається за формулою [2]:

$$C_2 = \frac{C_1}{2}, \text{ (м/с)} \quad (1.5)$$

Визначають коефіцієнт місцевих опорів і коефіцієнт тертя λ по числу Рейнольдса.

Число Рейнольдса знаходиться за формулою [2]:

$$Re = \frac{C \cdot D_l}{\nu}, \quad (1.6)$$

де: ν – кінематична в'язкість робочого середовища, м²/с, при $Re > 2300$ потік являється турбулентним. Число Рейнольдса при інших умовах витікання визначають згідно таб.1.3 [2].

Таблиця 1.3. Залежність коефіцієнта гідравлічного опору від числа Рейнольдса та еквівалентної шорсткості труб

Режим (зона)		Межі	Коефіцієнт гідравлічного опору λ
Ламінарний		$Re < Re_{кр}$ ($Re_{кр} < 2320$)	$\frac{64}{Re}$ (формула Стокса)
Турбулентний:			
1.	Зона переходу турбулентного руху в ламінарний	$2000 < Re < 3000$	$\frac{2,7}{Re^{0,53}}$ (формула Френкеля)
2.	Зона гідравлічно гладких труб	$Re_{кр} < Re < 10 \frac{d}{\Delta}$	$\frac{0,316}{Re^{0,25}}$ (формула Блазиуса) $\frac{1}{(1,8 \lg Re - 1,5)^2}$ (формула Конакова при $Re < 3 \cdot 10^6$)
3.	Зона змішаного тертя або гідравлічно шорстких труб	$10 \frac{d}{\Delta} < Re < 500 \frac{d}{\Delta}$	$0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$ (формула Альтшуля)
4.	Зона квадратичного опору (шорсткого тертя)	$Re > 500 \frac{d}{\Delta}$	$\frac{1}{\left(1,14 + 2 \lg \left(\frac{d}{\Delta} \right) \right)^2}$ (формула Никурадзе) $0,11 \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$ (формула Шифринсона)

Δ – абсолютна шорсткість труби; d, r – діаметр, радіус труби; Δ / d – відносна шорсткість труби.

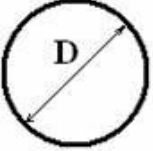
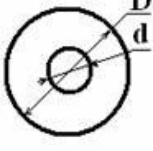
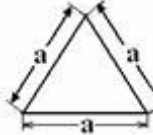
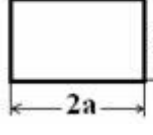
Коефіцієнт тертя в паропроводі λ визначається по формулі [2]:

$$\lambda = \frac{1}{\left(1,44 + 2 \cdot \lg \frac{D_p}{Ke} \right)^2}, \quad (1.7)$$

де: K_e – еквівалентна шорсткість труби. Для безшовних сталевих труб, які працюють в нормальних умовах, $K_e = 0,18 \dots 0,22$ мм.

Значення коефіцієнта λ для труб по МВН приведені в таблиці 1.4 [3].

Таблиця 1.4. Основні формули для ламінарного режиму в трубах

Форма поперечної перетину	Гідрравлічний радіус, R_g	Число Рейнольдса Re	Коефіцієнт гідрравлічного тертя	Втрати натиску, h
	$D/4$	vD/ν	$64/Re$	$128\nu QL/\pi g D^4$
	$(D-d)/4$	$v(D-d)/\nu$	$\frac{64}{Re} \frac{\left(1 - \frac{d}{D}\right)^2}{1 + \left(\frac{d}{D}\right)^2 + \frac{1 - (d/D)^2}{\ln(d/D)}}$	$\frac{128\nu QL}{\pi g \left[D^4 - d^4 + \frac{(D^2 - d^2)^2}{\ln(d/D)} \right]}$
	$\frac{a}{4\sqrt{3}}$	$\frac{va}{\nu\sqrt{3}}$	$160/(3Re)$	$\frac{320\nu QL}{g a^4 \sqrt{3}}$
	$ab/(a+b)$	$\frac{4vab}{(a+b)\nu}$	$\frac{64}{Re} \frac{8(a/b)}{(1 + a/b)^2 K}$	$\frac{4\nu QL}{a^2 b^2 g K}$, коефіцієнт K визначається в залежності від відношення a/b (див. табл.1.5)

Таблиця 1.5. Коефіцієнт K в залежності від відношення a/b

a/b	1,0	1,25	2,0	4,0	10,0	>10
K	2,249	2,198	1,830	1,123	0,5	0

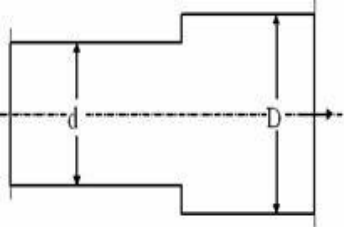
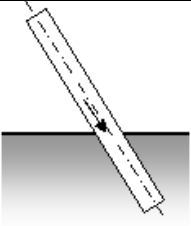
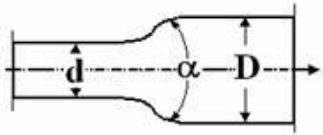
Для ламінарного руху (при $Re < 2300$) коефіцієнт тертя дорівнює [4]:


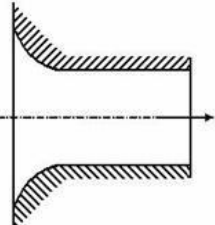
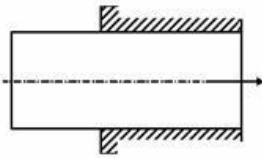
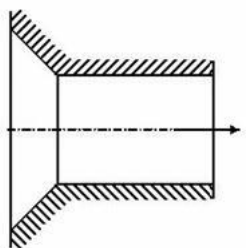
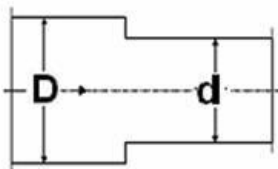
$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (1.8)$$

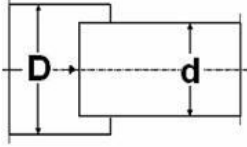
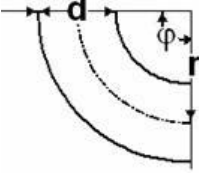
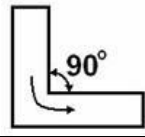
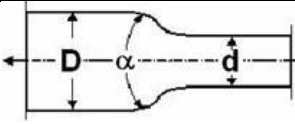
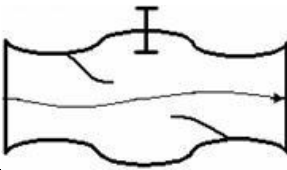
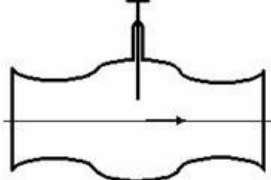
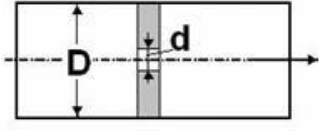
Знаходять коефіцієнт місцевого опору згину $\alpha=90^\circ$. Коефіцієнт місцевого опору згину залежить від відношення R/D_n , діаметра труби і кута згину α , де R – радіус згину трубопроводу.

Коефіцієнт місцевого опору литого коліна залежить від внутрішнього діаметра коліна і радіуса заокруглення R . В зв'язку з тим, що ненормалізовані литі коліна, як правило, проектуються з радіусом заокруглення прийнятим по МВН, слід користуватись для визначення коефіцієнтів опорів таблицею 1.6 [4].

Таблиця 1.6. Коефіцієнт місцевого опору ζ

Вид місцевого опору	Схема	Коефіцієнт місцевого опору ζ
1	2	3
Раптове розширення		$\left(1 - \frac{S_1}{S_2}\right)^2$, $S_1 = \frac{\pi d^2}{4}$, $S_2 = \frac{\pi D^2}{4}$.
Вихід з труби у резервуар великих розмірів		1
Поступове розширення (дифузор)		1. Якщо $\alpha < 8^\circ$ $0.15 - 0.2 \left[1 - \left(\frac{S_1}{S_2}\right)^2\right]$. 2. Якщо $8^\circ < \alpha < 30^\circ$ $\sin \alpha \left(1 - \frac{S_1}{S_2}\right)^2$. 3. Якщо $\alpha > 30^\circ$ $\left(1 - \frac{S_1}{S_2}\right)^2$.

1	2	3
Вхід в трубу	Гострі кути 	0,5
	Закруглені краї 	0,2-0,1 (в залежність від радіуса закруглення)
	Виступаючі гострі краї 	1
	Конічний патрубок 	0,15
Раптове звуження		$\frac{\zeta}{\varepsilon_i} + \left(\frac{1}{\varepsilon_i} - 1 \right)^2,$ $\zeta = 0,005 - 0,0606$ $\varepsilon_{II} = 0,62 - 0,63 \text{ (вхід з гострими краями)}$ $\varepsilon_{II} = 0,7 - 0,99 \text{ (вхід з закругленими краями)}$ <p>Раптове звуження:</p> $0,5 \left(1 - \frac{S_1}{S_2} \right)$

1	2	3
		$1 - \frac{S_1}{S_2}$
Поворот струменя	Закруглення 	0,14-0,3 ($d/r = 0,4-1$ при $\varphi=90^\circ$)
	Пряме коліно 	1-1,5
Постійне звуження (конфузор)		0,005-0,06 ($\alpha < 5^\circ$)
		0,16-0,24 ($7^\circ < \alpha < 30^\circ$)
Вентилі і засувки (при повному відкритті)	Звичайний прохідний вентиль 	3-5,5
	Засувка 	0,12
Діафрагма 		$\left(1 + \frac{0.707}{1 - \frac{S_1}{S_2}}\right)^2 \left(\frac{S_2}{S_1} - 1\right)^2$

Коефіцієнт місцевого опору діафрагми можна також визначити в залежності від відношення площі поперечного перетину труби S_2 до площі отвору діафрагми S_1 .

Визначається відношення витрат в перерізах «0-0» і « δ - δ » $Q_{\delta}/Q_0=1$. Коефіцієнт місцевого опору згину $\alpha=45^\circ$ знаходиться по $R_{згину}$ з таблиці.

В зв'язку з тим, що згин $\alpha=45^\circ$ знаходиться на ділянці паропроводу II-II, де швидкість в 2 рази менша чим основна швидкість паропроводу, яка відповідає ділянці I-I, необхідно привести цей коефіцієнт до основної швидкості за формулою [2]:

$$\xi_{г}^{пр} = \xi_{г} \cdot \left(\frac{C_{II}}{C_I}\right)^2, \quad (1.11)$$

де: C_{II} , C_I – швидкості на ділянках I-I і II-II.

Коефіцієнт місцевого опору входу пари із турбіни в паропровід залежить від відношення діаметрів $(D_B/D_1)^2$;

де: D_B – внутрішній діаметр трубопроводу, м;

D_1 – внутрішній діаметр камери відбору турбіни, м.

Коефіцієнт місцевого опору переходу знаходять по відношенню діаметрів $D_{входу}/D_{виходу}$ по таблиці. Потім приводять цей коефіцієнт до основної швидкості по формулі [2]:

$$\xi_{г}^{пр} = \xi_{г} \cdot \left(\frac{C_{II}}{C_I}\right)^2. \quad (1.12)$$

Визначають суму всіх коефіцієнтів місцевих опорів паропроводу за формулою [2]:

$$\sum_1^n \xi = 4 \cdot \xi_{г} + \xi_{к} + \xi_{з} + \xi_{КОС} + \xi_{р} + \xi_{т} + \xi_{г}^{пр} + \xi_{в}^p + \xi_{пер}^{\phi} \quad (1.13)$$

Потім визначають падіння тиску в паропроводі. Якщо знайдена величина втрати тиску не перевищує допустимі втрати, паропровід можна експлуатувати.

Якщо втрата тиску ΔP більша, ніж задана на початку розрахунку $[\Delta P]$, то необхідно змінити трасу та арматуру трубопроводу. Після цього розрахунок повторюють до тих пір, доки втрата тиску ΔP не буде меншою за прийняту допустиму втрату тиску $[\Delta P]$.

2 ПРИКЛАД РОЗРАХУНКУ

2.1 Приклад розрахунку паропроводу II відбору парової турбіни К-300-240 ХТГЗ

Характеристики паропроводу II відбору парової турбіни К-300-240 ХТГЗ наведена у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. Характеристики паропроводу II відбору парової турбіни
К-300-240 ХТГЗ

Розгорнута довжина траси	$\alpha=22,4\text{м}$
Зовнішній діаметр	$D_y=199\text{ см}$
Кількість литих колін	1 шт
Кількість литих розрубів	1 шт
Кількість переходів	1 шт
Кількість згинів $\alpha=90^\circ$	4 шт
Кількість згинів $\alpha=45^\circ$	1 шт
Кількість трійників	1 шт
Кількість засувок D_y ISO	1 шт
Кількість зворотних клапанів D_y ISO	1 шт

Розрахункова величина гідравлічних втрат закладена в тепловому розрахунку та складає 5%. Траса паропроводу та параметри робочого середовища вказані на рис.2.2 ($P=50$ ата, $t=550^\circ\text{C}$, труба 159×6 , сталь $12\times 1\text{МФ}$).

Визначають розрахунковий діаметр паропроводу. Згідно технічних умов та виготовлення труб: $\Delta 1 = +20\%$, $\Delta 2 = -5\%$,

тоді

$$D_p = \left[159 - 6 \left(2 + \frac{20-5}{100} \right) \right] \cdot 10^{-3} = 0,146 \text{ м.}$$

Визначаємо середній питомий об'єм середовища по формулі:

$$V_c = \frac{2 \cdot 0,0758 \cdot 0,08}{0,0758 + 0,08} = 0,078 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

де: V_1 – питомий об'єм робочого середовища на початку траси, $V_1 = 0,0758$ м³/кг;

V_2 – питомий об'єм робочого середовища в кінці траси, $V_2 = 0,08$ м³/кг.

Величину питомого об'єму робочого середовища в кінці траси визначаємо по заданому допустимому падінню тиску в кінці траси (у ПВТ).

При цьому вважається, що тепловий склад робочого середовища в кінці і на початку траси рівні.

Визначаємо розрахункову швидкість пари на ділянці від розтруба до входу в ПВТ (ділянка I – I див. рис. 1.2)

$$C = 0.354 \frac{35 \cdot 0,078}{0,146^2} = 45,4 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

де: G – витрата робочого середовища, т/год.

Швидкість пари на ділянці від турбіни до розтруба (ділянка II – II див. рис. 1.2)

$$C_2 = \frac{45,4}{2} = 22,7 \left(\frac{\text{м}}{\text{с}} \right)$$

Коефіцієнт місцевих опорів і коефіцієнт тертя λ по числу Рейнольдса

$$Re = \frac{45,4 \cdot 0,146}{2,42 \cdot 10^{-6}} = 2740000 = 2,74 \cdot 10^6,$$

при $Re > 2300$ потік являється турбулентним.

Коефіцієнт тертя в паропроводі λ визначається по формулі:

$$\lambda = \frac{1}{\left(1,14 + 2 \cdot \lg \frac{146}{0,2}\right)^2} = 0,021,$$

де: K_e – еквівалентна шорсткість труби. Для безшовних сталевих труб, які працюють в нормальних умовах, $K_e = 0,18 \dots 0,22$ мм. Приймаємо для розрахунку $K_e = 0,2$ мм.

Значення коефіцієнта λ для труб по МВН приведені в таблиці.

При ламінарному потоці тобто при $Re < 2300$ коефіцієнт тертя $\lambda = \frac{64}{Re}$.

Знайдемо коефіцієнт місцевого опору згину $\alpha = 90^\circ$.

Коефіцієнт місцевого опору згину залежить від відношення R/D_n , діаметра труби і кута згину α , де R – радіус згину трубопроводу.

Визначаємо відношення R/D_n , $R = 650$ мм, $D_n = 159$ мм, $650/159 = 4,1$.

По співвідношенню $R/D_n = 4,1$, умовному діаметру паропроводу $D_y = 150$ мм і куту згину $\alpha=90^\circ$ визначаємо коефіцієнт місцевого опору $\xi_r = 0,1$.

Знайдемо коефіцієнт місцевого опору литого коліна. Він залежить від внутрішнього діаметра коліна і радіуса заокруглення R . В зв'язку з тим, що ненормалізовані литі коліна, як правило, проектується з радіусом заокруглення прийнятим по МВН, слід користуватись для визначення коефіцієнтів опорів таблицею.

Для $D_y = 150$ мм коефіцієнт місцевого опору $\xi = 0,49$.

По робочому кресленню литого коліна внутрішній діаметр його складає $D_b = 140$ мм. Тоді коефіцієнт місцевого опору коліна, віднесений до його фактичного внутрішнього діаметра, визначається по формулі:

$$\xi_k = \xi' \cdot \left(\frac{D_y}{D_b}\right)^4 = 0,49 \cdot \left(\frac{150}{140}\right)^4 = 0,643.$$

Знайдемо коефіцієнт місцевого опору засувки, який визначається в залежності від типу засувки.

Якщо установка засувки відбувається за допомогою переходів, то необхідно коефіцієнт засувки ξ перерахувати на фактичний діаметр труби, що визначається по формулі:

$$\xi_{\text{факт}} = \xi \cdot \left(\frac{D_{\text{тр}}}{D_3}\right)^4,$$

де: $D_{\text{тр}}$ – внутрішній діаметр труби, м;

D_3 – внутрішній діаметр засувки, м.

Для засувки типу В-207-К знаходимо коефіцієнт місцевого опору $\xi_3 = 0,95$.

Знайдемо коефіцієнт місцевого опору зворотного клапана КОС-150.

В зв'язку з тим, що в даний час офіційних даних по коефіцієнтах місцевих опорів зворотних клапанів типу КОС немає, слід користуватись експериментальними даними.

По цих даних для КОС-150 коефіцієнт $\xi_{\text{КОС}} = 6,8$.

Знайдемо коефіцієнт місцевого опору розтруба. Він залежить від конструктивних характеристик розтруба і схеми потоків руху робочого середовища. Для даного випадку коефіцієнт розтруба $\xi_p = 0,56$.

Знайдемо коефіцієнт місцевого опору литого трийника.

Складемо розрахункову схему трийника (рис.1.3).

Визначаємо відношення витрат в перерізах «0-0» і « δ - δ » $Q_{\delta}/Q_0=1$.

Тоді коефіцієнт $\xi_T = 1,62$.

Знайдемо коефіцієнт місцевого опору згину $\alpha=45^\circ$ $R_{згину} = 650$ мм, коефіцієнт $\xi_r = 0,13$. В зв'язку з тим, що згин $\alpha=45^\circ$ знаходиться на ділянці паропроводу II-II, де швидкість в 2 рази менша чим основна швидкість паропроводу, яка відповідає ділянці I-I, необхідно привести цей коефіцієнт до основної швидкості по формулі:

$$\xi_r^{pp} = \xi_r \cdot \left(\frac{C_{II}}{C_I}\right)^2,$$

де: C_{II} , C_I - швидкість на ділянках II-II і I-I.

$$\xi_2^{pp} = 0,13 \cdot \left(\frac{22,7}{45,4}\right)^2 = 0,0325.$$

Знайдемо коефіцієнт місцевого опору входу пари із турбіни в паропровід. Він залежить від відношення діаметрів $(D_v/D_1)^2$,

де: D_v – внутрішній діаметр трубопроводу, $D_v = 120$ мм. При цьому швидкість в перерізі D_v складає:

$$C_v = 0,354 \cdot \frac{35 \cdot 0,078}{2 \cdot 0,120^2} = 33,6 \frac{м}{с},$$

D_1 – внутрішній діаметр камери відбору турбіни (1450 мм).

Визначимо відношення цих діаметрів $(D_v/D_1)^2 = (120/1450)^2 = 0,07$.

По таблиці знаходимо $\xi_v = 0,45$.

Приведемо цей коефіцієнт до основної швидкості по формулі:

$$\xi_v^p = 0,45 \cdot \left(\frac{33,6}{45,4}\right)^2 = 0,248.$$

Знайдемо коефіцієнт місцевого опору переходу.

$D_{входу\ переходу} = 120$ мм;

$D_{виходу\ переходу} = 146$ мм.

Знайдемо відношення цих діаметрів.

$D_{входу}/D_{виходу} = 120/146 = 0,822$.

По таблиці знаходимо $\xi_{пер} = 0,06$.

Приведемо цей коефіцієнт до основної швидкості по формулі:

$$\xi_{\text{пер}}^{\Phi} = 0,06 \cdot \left(\frac{22,7}{45,4}\right)^2 = 0,015.$$

Визначаємо суму всіх коефіцієнтів місцевих опорів паропроводу

$$\begin{aligned}\sum_1^n \xi &= 4 \cdot 0,1 + 0,643 + 0,95 + 6,8 + 0,56 + 1,62 + 0,0325 + 0,248 + 0,015 = \\ &= 11,239.\end{aligned}$$

Визначаємо падіння тиску в паропроводі

$$\Delta P = \frac{45,4^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,078} \cdot \left[\frac{0,021}{0,146} \cdot 22,4 + 11,239 \right] = 19500 \frac{\text{кг}}{\text{м}^2},$$

$$\Delta P = 1,9 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}.$$

Складає 3,91% від P_0 .

Знайдена величина втрати тиску не перевищує допустимі втрати 5%. Для визначення більш точної величини втрати тиску необхідно перерахувати $V_{\text{ср}}$ із умови $\Delta P = 3,91\%$ і шляхом послідовних наближень визначається точна величина ΔP .

2.2 Приклад розрахунку паропроводу III відбору парової турбіни К-300-240 ХТГЗ

В якості трубопроводу, для котрого проведено розрахунок, вибрано паропровід на приводну турбіну. Пара на приводну турбіну йде з 3-го відбору головної турбіни (ЦСД-1).

Параметри пари на виході з турбіни (в камері відбору) складають:

$$P_n = 25 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} = 2,453 \text{ МПа}, t_n = 515^{\circ} \text{C}.$$

$$\text{Витрата пари на приводну турбіну } G = 165 \frac{T}{\text{ч}}.$$

Сталь паропроводу – низьколегована перлітна 12Х1МФ, застосовується для паропроводів на параметри пари: P до 30 кгс/см^2 , t до 515°C .

По сортаменту труб для паропроводів до критичного тиску для даної сталі при $D_y = 450 \text{ мм}$ і параметрах пари: 25 кгс/см^2 и 515°C , $d_n \times S = 465 \times 19 \text{ мм}$.

Розрахунковий внутрішній діаметр трубопроводу:

$$d_p = d_n - S \cdot \left(2 + \frac{\Delta_1 + \Delta_2}{100} \right), \text{ мм}$$

де Δ_1 і Δ_2 – додатний і від’ємний допуски по товщині,

$$\Delta_1 = +20\%, \Delta_2 = -5\%$$

$$\text{тоді } d_p = d_n - S \cdot \left(2 + \frac{20-5}{100} \right) = 424,15 \text{ мм}.$$

По значенням d_p і G визначають швидкість в паропроводі:

$$C = 0,354 \frac{G \cdot v}{d_p^2}, \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

де: $G = 165$ т/год;

v – питомий об’єм пари $\text{м}^3/\text{кг}$;

$v = f(P; t)$ – визначають по таблиці води і водяної пари.

$$v = \frac{v_{\text{нач}} + v_{\text{кон}}}{2},$$

$$v_{\text{нач}} = f(P_{\text{н}}; t_{\text{нач}}) = f(2,453 \text{ МПа}; 515^0 \text{ C}) = 0,1516754 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}},$$

$$v_{\text{кон}} = f(P_{\text{кон}}; t_{\text{кон}}).$$

Для визначення $v_{\text{кон}}$ приймають втрату тиску в трубопроводі $\Delta P = 5\%$. Тоді $P_{\text{кон}} = 2,33 \text{ МПа}$. Приймають також, що втрати температури по довжині трубопроводу відсутні:

$$v_{\text{кон}} = 0,166644 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}},$$

$$v_{\text{ср}} = \frac{0,1516754 + 0,166644}{2} = 0,1574934 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}.$$

Швидкість пари:

$$C = 0,354 \cdot \frac{165 \cdot 0,1574934}{(424,15)^2} = 51,13 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Отримане значення швидкості у межах допустимих швидкостей для трубопроводів відбору пари (50-90 м/с).

Втрати тиску в трубопроводі:

$$\Delta P = \left(\frac{\zeta_{mp} \cdot L}{d_h} + \sum \zeta_m \right) \cdot \frac{C^2 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot \nu}, \text{ МПа},$$

ζ_{mp}, ζ_m – коефіцієнти тертя прямих труб і коефіцієнти місцевого опору (арматура, відводи, трійники и т.д.).

ζ_{mp} – залежить від відносної шорсткості внутрішньої поверхні труб і характеру руху пари в трубі та визначається число Re:

$$R_e = \frac{C \cdot d_p}{\nu},$$

де ν – динамічна в'язкість, м²/с;

$$\nu = \frac{\nu_1 + \nu_2}{2}.$$

$$\text{При } P_n \text{ і } t_n, \nu_n = 1,3525 \cdot 10^{-6} \frac{\text{М}^2}{\text{с}},$$

$$P_k \text{ і } t_k, \nu_k = 1,414 \cdot 10^{-6} \frac{\text{М}^2}{\text{с}},$$

$$\nu_{cp} = \left(\frac{1,3525 + 1,414}{2} \right) \cdot 10^{-6} = 1,38325 \cdot 10^{-6} \frac{\text{М}^2}{\text{с}},$$

$$R_e = \frac{51,13 \cdot 0,32415}{1,38325 \cdot 10^{-6}} = 1,568 \cdot 10^7 > 2300.$$

Відповідно, течія в трубопроводі турбулентна.

Коефіцієнт тертя прямих труб розрахований по формулі:

$$\zeta_{mp} = \frac{1}{\left(1,14 + 2 \lg \cdot \frac{d_p}{k_e} \right)^2},$$

де k_e – еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труби, мм; для безшовних труб, що працюють в нормальних умовах, $k_e \sim 0,2$ мм:

$$\zeta_{mp} = \frac{1}{\left(1,14 + 2 \lg \cdot \frac{424,15}{0,2} \right)^2} = 0,01647.$$

Довжина трубопроводу дорівнює $L = 42,419$ м.

Визначають коефіцієнти місцевого опору по ділянках (рис.1.2):

ділянка 2 – $\alpha = 90^\circ, R = 2100$ мм, $d = 465 \times 19$ мм, $R/D_y = 2100/450 > 3$ $\zeta_1 = 0,2$;

ділянка 3 – $\alpha = 90^\circ, R = 2100\text{мм}, d = 465 \times 19\text{мм}, R/D_y = 2100/450 > 3, \zeta_2 = \zeta_1 = 0,2$;

ділянка 18 – засувка з електроприводом $D_y = 450\text{мм}$ – засувка ВА3 шифр В-781

$$D_y = 450\text{мм} \left(41 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}, 570^\circ\text{C} \right), \zeta_3 = 0,3;$$

ділянка 19 – КОС-450-II на $D_y = 450\text{мм}$, $\zeta_4 = 6,9$;

ділянка 6 – у вигляді качки $R = 465\text{мм}, D_n = 465\text{мм}, R/D_n = 1, R_e > 1,5 \cdot 10^5$, $\zeta_5 = 2,16$;

ділянка 7 – блок $D_y = 450\text{мм}, R_1 = R_2 = 1500\text{мм}, \alpha_1 = \alpha_2 = 45^\circ, R/D_y = 3,3 > 3$

$$\zeta_7' = \zeta_7'' = 0,16;$$

ділянка 8 – $\alpha = 90^\circ, R = 650\text{мм}, R/D_y = 650/450 = 1,44$, $\zeta_8 = 0,288$;

ділянка 9 – $\alpha = 15^\circ, R = 2100\text{мм}, R/D_y > 3$, $\zeta_9 = 0,07$;

ділянка «трійник»:

«с-с» – «п - п»

$$F_c = F_n, C_n/C_o < 1, Q_o/Q_c = 0,5,$$

$$\zeta_n = 0,1;$$

«с-с» – «б-б»

$$F_o = 0,0924\text{м}^2, F_c = 0,1432\text{м}^2, q = Q_o/Q_c = 0,5,$$

$$\zeta_o = 1,505;$$

ділянка «перехід на менший діаметр»

$$\left(\frac{d}{D} \right)^2 = 0,504; \zeta_m = 0,066.$$

За трійником трубопровід має розмір $d = 377 \times 17$. Потік за трійником розділяється на два потоки, тому швидкості на ділянках: 10-14 приблизно в два рази менше, чим на ділянках до трійника. Коефіцієнти місцевого опору на цих ділянках необхідно привести до швидкості на цих ділянках.

$$\text{Ділянка 10 } R = 525\text{мм}, \alpha = 90^\circ, R/D_y = 525/325 = 1,5.$$

Ділянки 11, 12, 13, 14 мають ті ж розміри

$$R = 525\text{мм}, \alpha = 90^\circ, R/D_y = 525/325 = 1,5.$$

$$\text{Швидкість на цих ділянках } C' = \frac{C}{2} = \frac{51,13}{2} = 25,565 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Тоді коефіцієнти місцевого опору на ділянках 10 – 14 дорівнюють:

$$\zeta'_{10} = \zeta'_{11} = \zeta'_{12} = \zeta'_{13} = \zeta'_{14} = 0,25 \cdot \left(\frac{25,565}{51,13} \right)^2 = 0,0625.$$

Сума місцевих опорів на розрахунковій ділянці визначається за формулою:

$$\sum \zeta_m = \zeta_1 + \zeta_2 + \zeta_3 + \zeta_4 + \zeta_5 + \zeta_7' + \zeta_7'' + \zeta_6 + \zeta_9 + \zeta_6 + \zeta_n + \zeta_m + 5 \cdot \zeta'_{10} = \\ = 0,2 + 0,2 + 0,3 + 6,9 + 2,16 + 0,16 \cdot 2 + 0,288 + 0,07 + 0,1 + 1,505 + 0,066 + 0,0625 \cdot 5 = 12,4215.$$

Втрата тиску по довжині трубопроводу дорівнює:

$$\Delta P_{mp} = \left(\frac{0,01647 - 42,419}{0,42415} + 12,4215 \right) \cdot \frac{(51,13)^2 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot 0,1574934} = 0,116678 \text{ МПа}.$$

Це складає 4, 76 % від $P_{нач}$ та не перевищує допустимого значення втрати тиску $\Delta P = 5\%$.

2.3 Розрахунок ділянки трубопроводу на самокомпенсацію.

Розрахунок ділянки трубопроводу проводиться по методу пружнього центру, який не враховує вагу трубопроводу і реакції проміжних опор. Лінійна схема трубопроводу розбивається на ділянки.

Вибирається система координат так, щоб осі координат були паралельні прямим ділянкам. Визначаються центри ваги ділянок. Елементи, що заняті арматурою, фасонними частинами і пристроями, жорсткість яких прямує до безкінечності, не враховуються.

Осьовий момент інерції поперечного перетину трубопроводу:

$$I = \frac{\pi \cdot (d_n^4 - d_6^4)}{64} = \frac{\pi \cdot (0,465^4 - 0,427^4)}{64} = 6,63 \cdot 10^{-4} \text{ м}^4.$$

Момент опору:

$$W = \frac{2 \cdot I}{d_n} = \frac{2 \cdot 6,63 \cdot 10^{-4}}{0,465} = 2,852 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

Середній радіус ділянки трубопроводу визначають по формулі:

$$r_{cp} = \frac{d_n + d_{6л}^p}{4} = \frac{465 + 424,15}{4} = 222,288 \text{ мм}.$$

Модуль пружності сталі 12Х1МФ при робочій температурі $t_p = 515^0 \text{ С}$:

$$E_{515} = 1,775 \cdot 10^5 \text{ МПа.}$$

$$\text{Розрахункова жорсткість труби } E \cdot I = 1,775 \cdot 10^5 \cdot 6,63 \cdot 10^{-4} = 1,177 \cdot 10^8 \text{ Н} \cdot \text{м}^3.$$

Коефіцієнт температурного подовження (лінійного розширення) :

$$L_1 = 13,66 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{C}}.$$

При радіусі згину $R=2,1$ м геометрична характеристика:

$$\lambda = \frac{4 \cdot S \cdot R}{(d_H - S^2)} = \frac{4 \cdot 19 \cdot 2100}{(465 - 19)^2} = 0,802.$$

Коефіцієнт гнучкості Кармана:

$$K = \frac{10 + 12 \cdot \lambda^2}{1 + 12 \lambda^2} = \frac{10 + 12 \cdot (0,802)^2}{1 + 12 \cdot (0,802)^2} = 2,03.$$

Приведена довжина дугового елемента:

$$l_{np} = k \cdot l,$$

де: l – геометрична довжина дугового елемента

$$l = \frac{\pi \cdot R \cdot L}{180} = \frac{\pi \cdot 2100 \cdot 90}{180} = 3298,7 \text{ мм},$$

$$\text{тоді } l_{np} = 2,03 \cdot 3298,7 = 6696,4 \text{ мм}.$$

Координати центру тяжіння дуги:

$$P = 0,637 \cdot R = 0,637 \cdot 2,1 = 1,3377 \text{ м},$$

$$q = 0,363 \cdot R = 0,363 \cdot 2,1 = 0,7623 \text{ м}.$$

Координати центрів тяжіння прямолінійних ділянок розташовані посередині кожної з ділянок.

Статичні моменти всієї траси:

$$S_{x_{mp}} = \sum S_{xJ} = 15,905 \text{ м}^2, S_{y_{mp}} = \sum S_{yI} = 29,813 \text{ м}^2.$$

Координати пружного центру тяжіння

$$x_S = \frac{S_{y_{mp}}}{\sum l_{np}} = \frac{29,813}{11,0984} = 2,6867 \text{ м}; y_S = \frac{S_{x_{mp}}}{\sum l_{np}} = \frac{15,905}{11,0984} = 1,43 \text{ м}.$$

Моменти інерції елементів отримують як суму власного моменту інерції елемента відносно осей, що проходять крізь його центр тяжіння I_{ox}, I_{oy}, I_{oxy} і додаткового члену, що враховує перенос осей на початок координат.

$$I_x = I_{ox} + \frac{l_{np} \cdot \bar{y}^2}{m}, I_y = I_{oy} + \frac{l_{np} \cdot \bar{x}^2}{m}, I_{xy} = I_{oxy} + \frac{l_{np} \cdot \bar{x} \cdot \bar{y}}{n},$$

$$\text{Тоді } \sum I_x = \sum I_{ox} + \sum \frac{l_{np} \cdot \bar{y}^2}{m} = 48,397 \text{ м}^3;$$

$$\sum I_y = \sum I_{oy} + \sum \frac{l_{np} \cdot \bar{x}^2}{m} = 97,4917 \text{ м}^3;$$

$$\sum I_{xy} = \sum I_{oxy} + \sum \frac{l_{np} \cdot \bar{x} \cdot \bar{y}}{n} = 54,9205 \text{ м}^3.$$

Для переносу координат осей в УЦГ

$$I_{xS} = I_x - l_{np} \cdot y_S^2 = 48,397 + 11,0964 \cdot 1,43^2 = 71,04 \text{ м}^3;$$

$$I_{yS} = I_y - l_{np} \cdot x_S^2 = 97,4917 + 11,0964 \cdot 1,6867^2 = 177,53 \text{ м}^3;$$

$$I_{xyS} = I_{xy} - l_{np} \cdot x_S \cdot y_S = 54,9205 + 11,0964 \cdot 1,43 \cdot 2,6867 = 97,553 \text{ м}^3.$$

Власні моменти інерції прямих і дугових елементів:

$$I_{ox} = \frac{l_{np} \cdot \bar{l}_y^2}{12m}, I_{oy} = \frac{l_{np} \cdot \bar{l}_x^2}{12m}, I_{oxy} = \frac{l_{np} \cdot \bar{l}_x \cdot \bar{l}_y}{12n}.$$

Знак I_{oxy} залежить від положення хорди дугового елемента відносно додатного напрямку координатних осей, якщо промінь, що проведений через початок координат паралельно відріжку або хорді дуги проходить в 1^{ом} або 3^{ем} квадрантах – знак «+», в 2^{ом} і 4^{ом} – «-».

Температурне подовження ділянки трубопроводу:

$$\Delta x_t = L_t \cdot (t_p - t_m) \cdot L_x = 13,2 \cdot 10^{-6} \cdot (515 - 20) \cdot 3,5 = 0,02365 \text{ м} \text{ — по осі } x;$$

$$\Delta y_t = L_t \cdot (t_p - t_m) \cdot L_y = 13,65 \cdot 10^{-6} \cdot (515 - 20) \cdot 5,1 = 0,03446 \text{ м} \text{ — по осі } y.$$

Тут t_p і t_m – температура трубопроводу робоча і монтажна, °С.

Попередня розтяжка трубопроводу:

$$\Delta x_p = 0,5 \cdot \Delta x_t = 0,5 \cdot 0,02365 = 0,011825 \text{ м};$$

$$\Delta y_p = 0,5 \cdot \Delta y_t = 0,5 \cdot 0,03446 = 0,01723 \text{ м}.$$

Сумарне переміщення:

$$\Delta x = \Delta x_t - \Delta x_p = 0,02365 - 0,011825 = 0,011825 \text{ м};$$

$$\Delta y = \Delta y_t - \Delta y_p = 0,03446 - 0,01723 = 0,01723 \text{ м}.$$

Зусилля:

$$P_x = E \cdot I \cdot \frac{\Delta x \cdot I_{yS} + \Delta y \cdot I_{xyS}}{I_{xS} \cdot I_{yS} - I_{xyS}^2} = 1,177 \cdot 10^6 \cdot \frac{0,011825 \cdot 177,59 + 0,01723 \cdot 97,553}{71,04 \cdot 177,59 - 97,553^2} = 143577,48H$$

$$P_y = E \cdot I \cdot \frac{\Delta y \cdot I_{xS} + \Delta x \cdot I_{xyS}}{I_{xS} \cdot I_{yS} - I_{xyS}^2} = 1,177 \cdot 10^6 \cdot \frac{0,01723 \cdot 71,04 + 0,011825 \cdot 97,553}{71,04 \cdot 17,59 - 97,553^2} = 90288,78H$$

Згинаючий момент:

$$M_u = P_x \cdot (y - y_S) - P_y \cdot (x - x_S).$$

Визначають згинаючий момент для точок 0 и 0₁.

$$\text{Для точки 0: } M_u = 143577,48 \cdot (0 - 1,43) - 90288,78(0 - 2,6867) = 37263,07H.m.$$

Напруження від згинаючого моменту:

$$\sigma_u^{ск} = \frac{M_u}{\varphi_u \cdot W} = \frac{37263,07 \cdot 10^{-6}}{0,9 \cdot 2,825 \cdot 10^{-3}} = 14,517 \frac{MH}{m^2}.$$

де φ_u – коефіцієнт міцності поперечного зварного з'єднання при згині.

Розглядається пласка ділянка трубопроводу :

$$M_{кр} = 0, \tau = 0.$$

Напруження стискання:

$$\sigma_p = \frac{P_{вн}}{f} = \frac{P_x}{f} = \frac{143577,48 \cdot 10^{-6}}{2,662 \cdot 10^{-2}} = 5,394 \frac{MH}{m^2},$$

де $f = \frac{\pi}{4} \cdot (d_n^2 - d_{in}^2) = \frac{\pi}{4} \cdot (0,465^2 - 0,427^2) = 2,662 \cdot 10^2 m^2$ – площа поперечного перетину трубопроводу.

Приведений тиск обумовлений внутрішнім тиском пари:

$$\sigma_{np} = \frac{P \cdot (d_n - (S - c))}{2 \cdot (S - c)},$$

P – робочий тиск в трубопроводі $P=2,453$ МПа;

S – товщина стінки, $S=19$ мм;

c – прибавка до товщини стінки при найбільшому від'ємному допуску 5%;

$$c = A \cdot (S - c), c = \left(\frac{A}{A + 1} \right) \cdot S.$$

Згідно норм $A = 0,11$:

$$c = \left(\frac{0,11}{0,11+1} \right) \cdot 19 = 1,88 \text{ мм},$$

$$\sigma_{np} = \frac{2,453 \cdot (465 - (19 - 1,88))}{2 \cdot (19 - 1,88)} = 32,087 \frac{\text{МН}}{\text{м}^2}.$$

Результуюче еквівалентне напруження самокомпенсації:

$$\sigma_{\text{экв}}^{\text{СК}} = \sqrt{(\sigma_p + 0,8 \cdot \sigma_u)^2 + 3 \cdot \tau^2} = \sigma_p + 0,8 \cdot \sigma_u = 5,394 + 0,8 \cdot 14,517 = 17,008 \frac{\text{МН}}{\text{м}^2};$$

$\sigma_{\text{экв}}^{\text{СК}}$ перевіряють:

$$\sigma_{\text{экв}}^{\text{СК}} \leq 0,87 \cdot \sigma_{\text{дон}} \cdot \sqrt{2 - \left(\frac{\sigma_{np}}{\sigma_{\text{дон}}} \right)^2},$$

$$0,87 \cdot \sigma_{\text{дон}} \cdot \sqrt{2 - \left(\frac{\sigma_{np}}{\sigma_{\text{дон}}} \right)^2} = 0,87 \cdot 93,75 \cdot \sqrt{2 - \left(\frac{32,087}{93,75} \right)^2} = 289,15 \frac{\text{МН}}{\text{м}^2},$$

$$17,008 \frac{\text{МН}}{\text{м}^2} \leq 289,15 \frac{\text{МН}}{\text{м}^2}.$$

Умова міцності задовольняється.

Для точки 0_1 розрахунки аналогічні:

$$M_u = 143577,48 \cdot (5,1 - 1,43) - 90288,78 \cdot (3,5 - 2,6867) = 453424,09 \text{ Н.м.}$$

Для точки 0_1 умова міцності також задовольняється.

Рекомендована література

1. Черноусенко О.Ю. Курс лекцій. Проектування ТЕС та АЕС / О.Ю.Черноусенко// - К. : Електронне навчальне видання, 2015, – 306 с. Гриф ТЕФ НММ № е 14 /15 – 4 від 23.03.2015р., протокол № 8.
2. Черноусенко О.Ю. Курс лекцій. Атомні та теплові електричні станції / О.Ю.Черноусенко// - К. : Електронне навчальне видання, 2016, – 391 с. Гриф ТЕФ 15/16-73Е від 25.04.2016р., протокол № 10.
3. Черноусенко О.Ю. Навчальний посібник. Атомні і теплові електричні станції: Курс лекцій [Електронний ресурс] для студентів спеціальності 144 «Теплоенергетика» спеціалізації «Теплові електричні станції та установки» / О.Ю.Черноусенко// - КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. – 323 с. Навчальний посібник з грифом НТУУ КПІ. Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол № 6 від 31.01.2020 р.) за поданням Вченої ради теплоенергетичного факультету (протокол № 7 від 27.01.2020 р.).
4. Черноусенко О.Ю. Методичні вказівки до курсового проекту по курсу «Проектування ТЕС та АЕС» / О.Ю.Черноусенко// - К.: Електронне навчальне видання, 2014, – 36 с. Гриф ТЕФ НММ № е 14 /15 – 2 від 22.12.2014р., протокол № 5.

Перелік посилань

1. Діагностика теплоенергетичного устаткування теплових та атомних електричних станцій: конспект лекцій. [Online]. Режим доступу: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/7dc5d680-df73-41dc-a5c8-9065dbbbe972/content>
2. Оцінка залишкового ресурсу та подовження експлуатації парових турбін великої потужності (частина 3). [Online]. Режим доступу: <https://ela.kpi.ua/items/6c85813f-5f25-43c8-977d-32ec52b3d9fc>
3. Управління старінням та особливості продовження експлуатації теплоенергетичного обладнання теплових та атомних електростанцій. [Online]. Режим доступу: <https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/57f57a21-7af2-480d-9fd7-2e354a6ccba1/content>
4. Аналіз можливості підвищення теплової потужності енергоблоків атомних електростанцій (Частина 2). [Online]. Режим доступу: <https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/b761c04a-be5a-49f3-b9f1-88f8bbf8d336/content>

ДОДАТКИ

Додаток А

ПТС АЕС. Вихідні дані до розрахунку трубопроводів

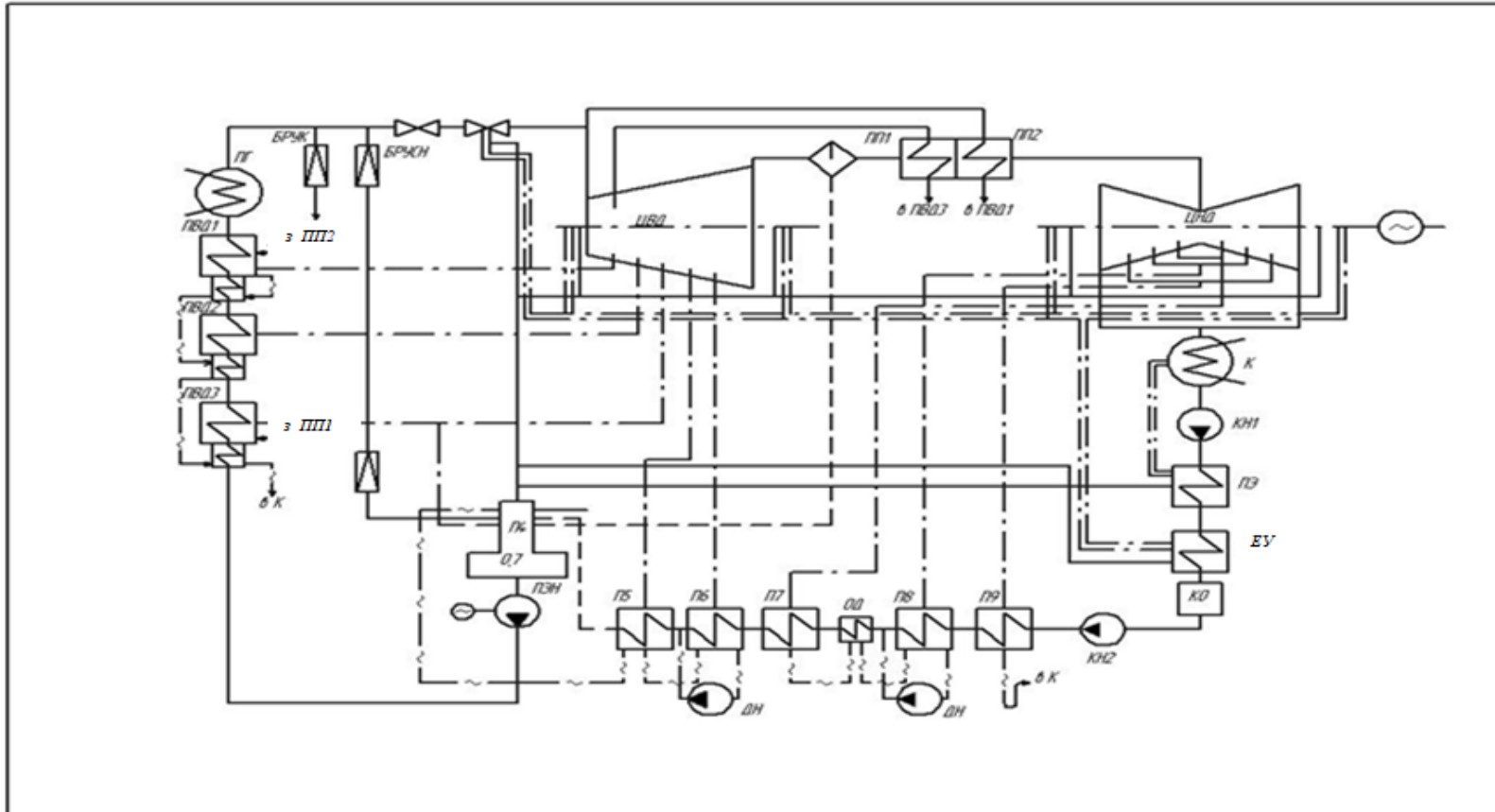


Рисунок ДА 1. Теплова схема турбоустановки К-500-60/1500

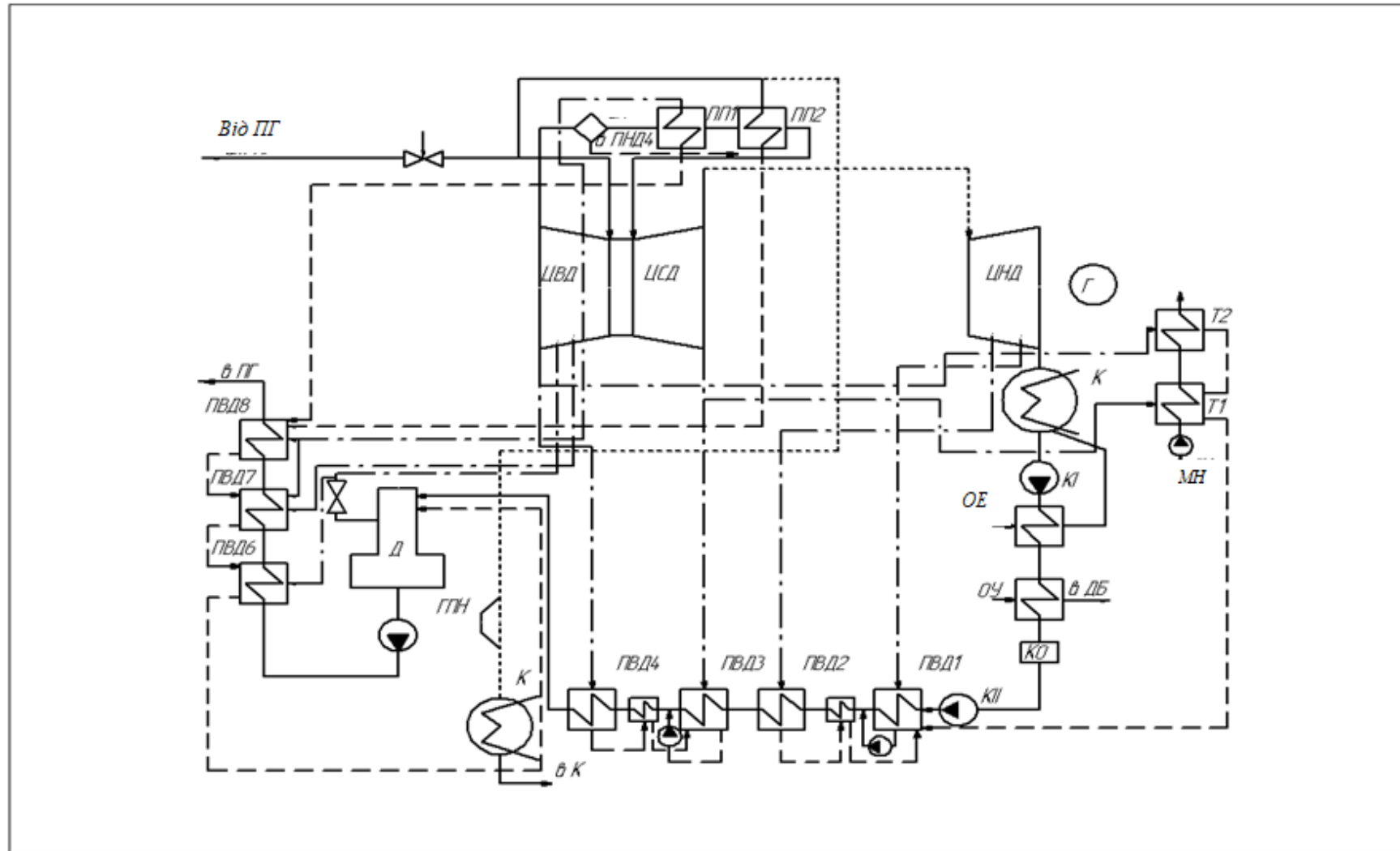


Рисунок ДА 2. Теплова схема турбоустановки К-500-60/1500

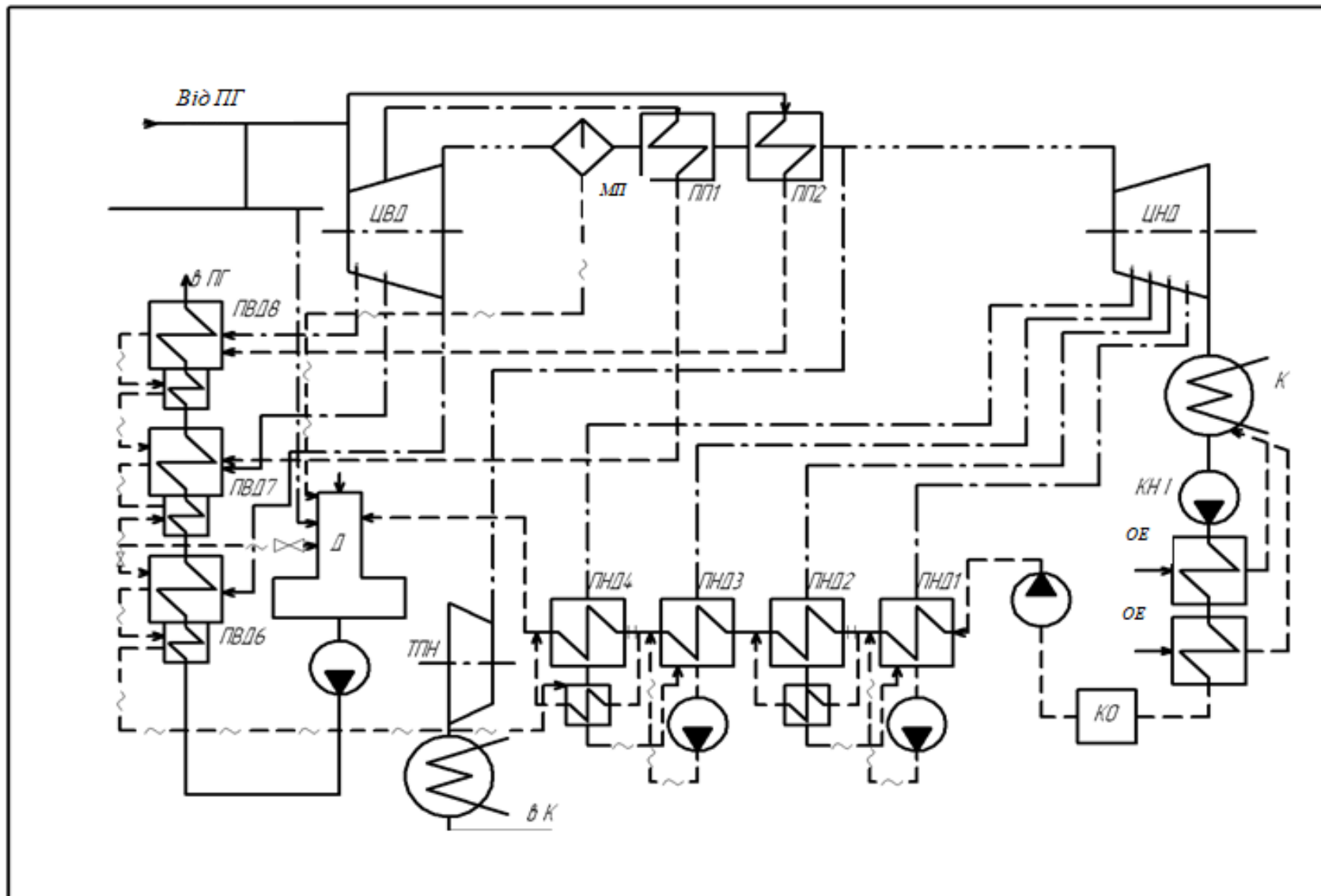


Рисунок ДА 3. Теплова схема турбоустановки К-1000-60/1500

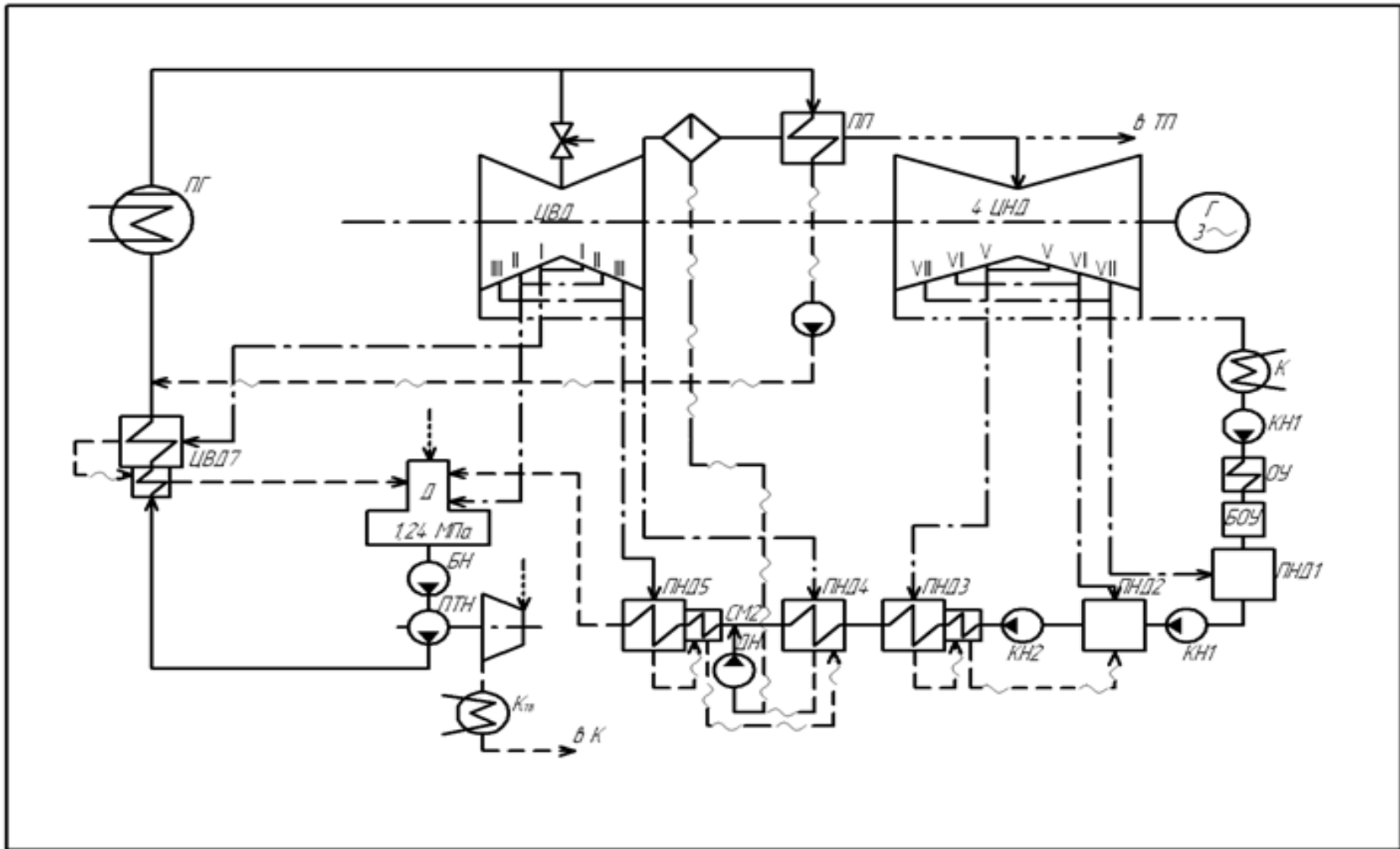


Рисунок ДА 4. Теплова схема турбоустановки К-1000-60/3000

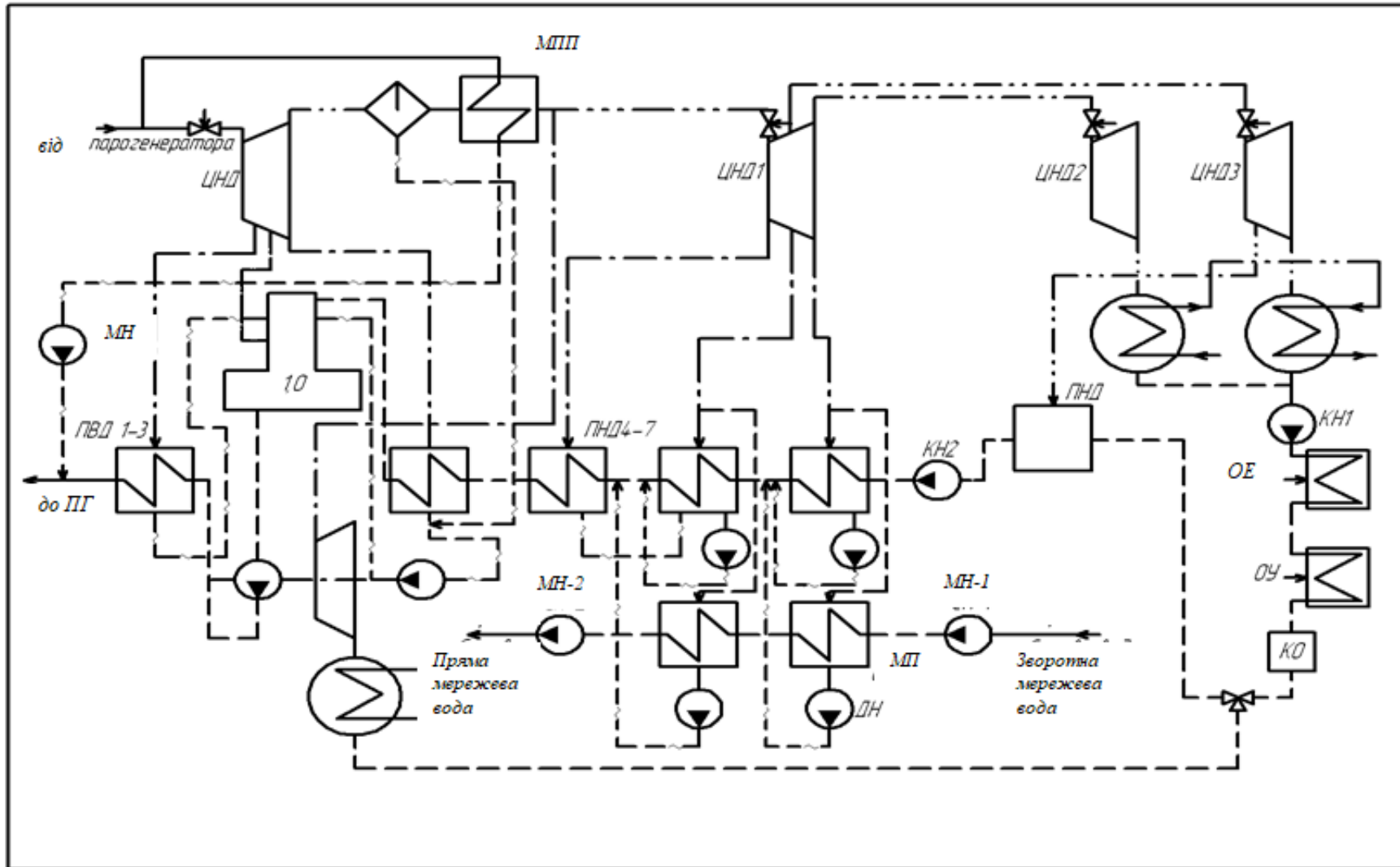
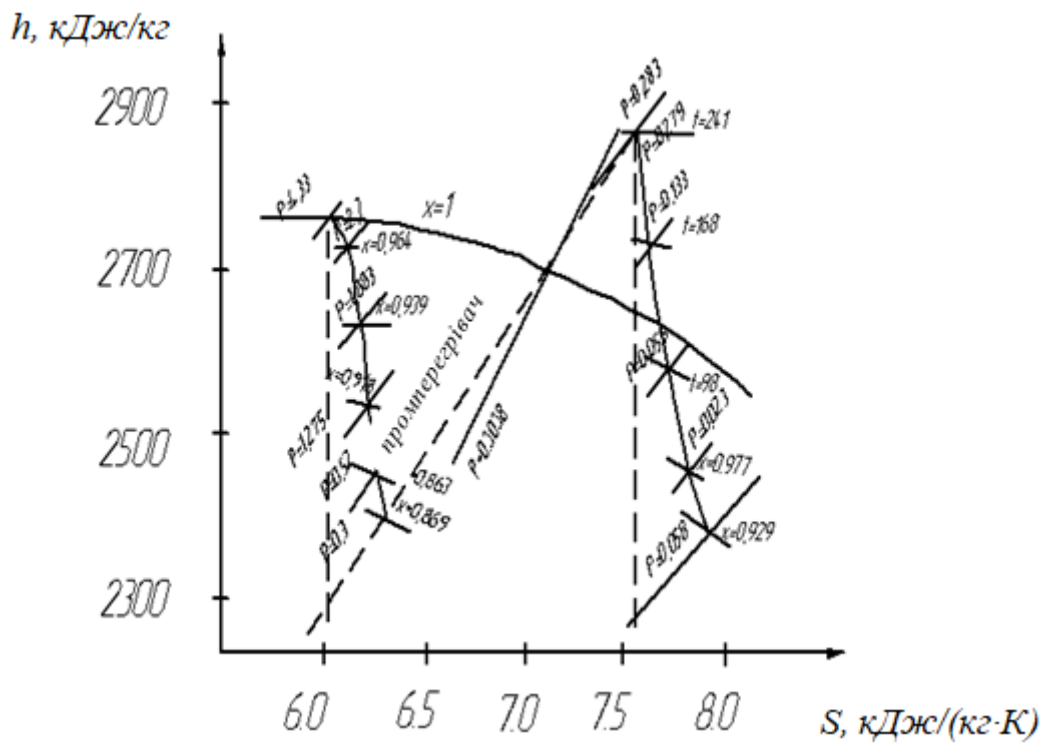
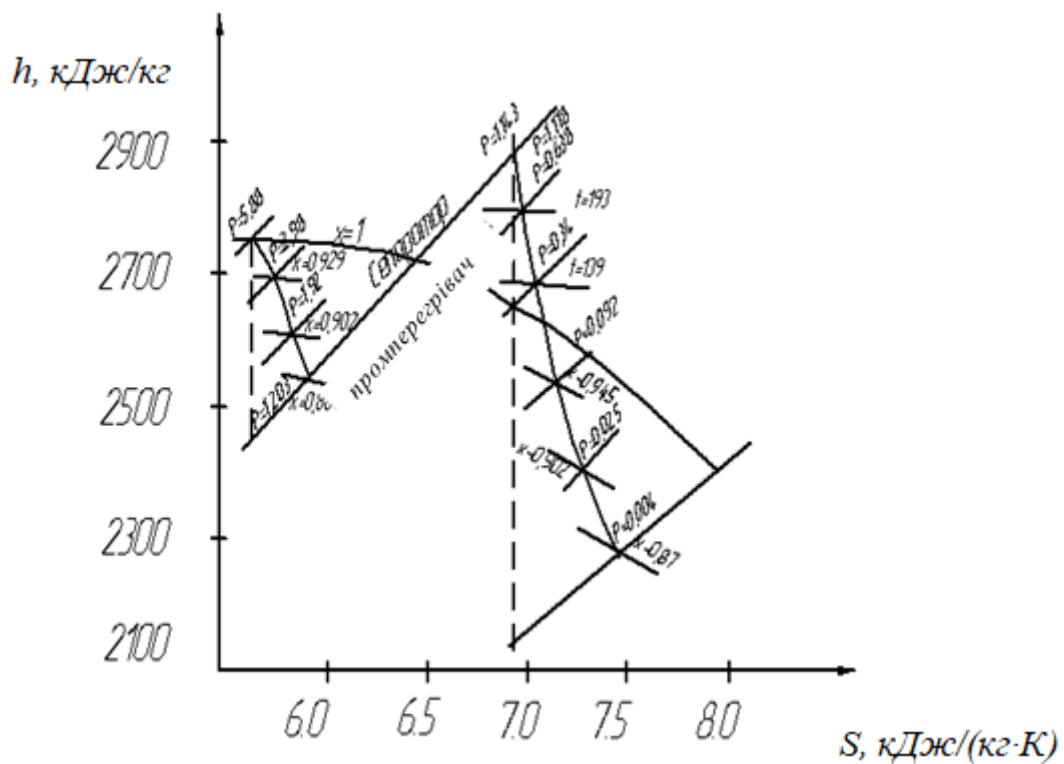


Рисунок ДА 5. Теплова схема турбоустановки ТК-450/500-60



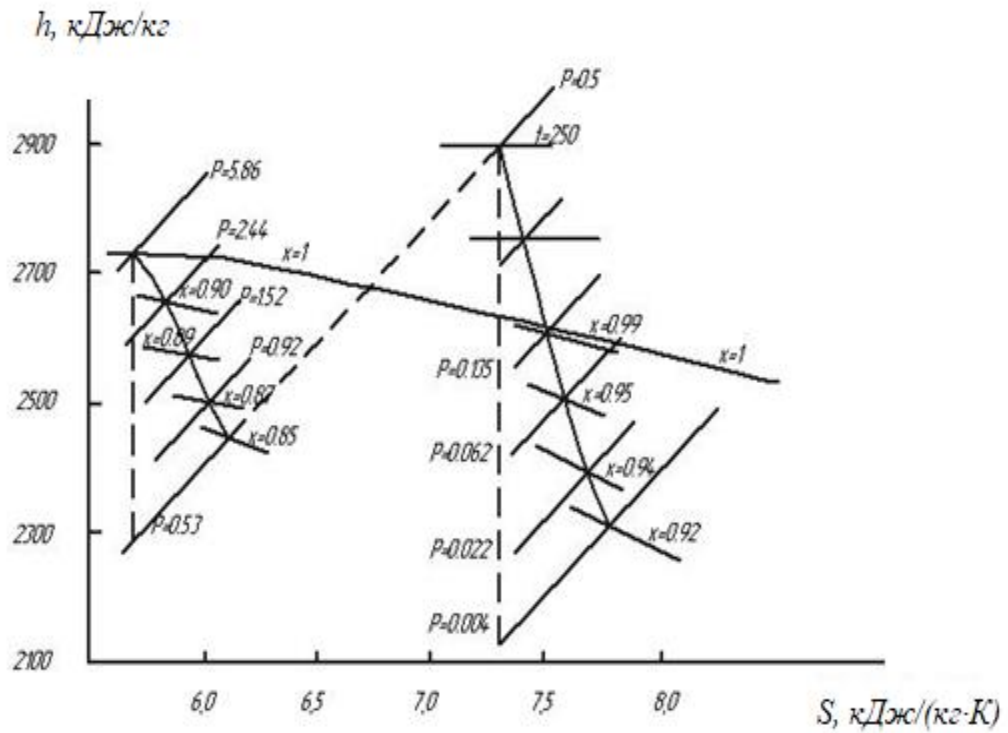
а)



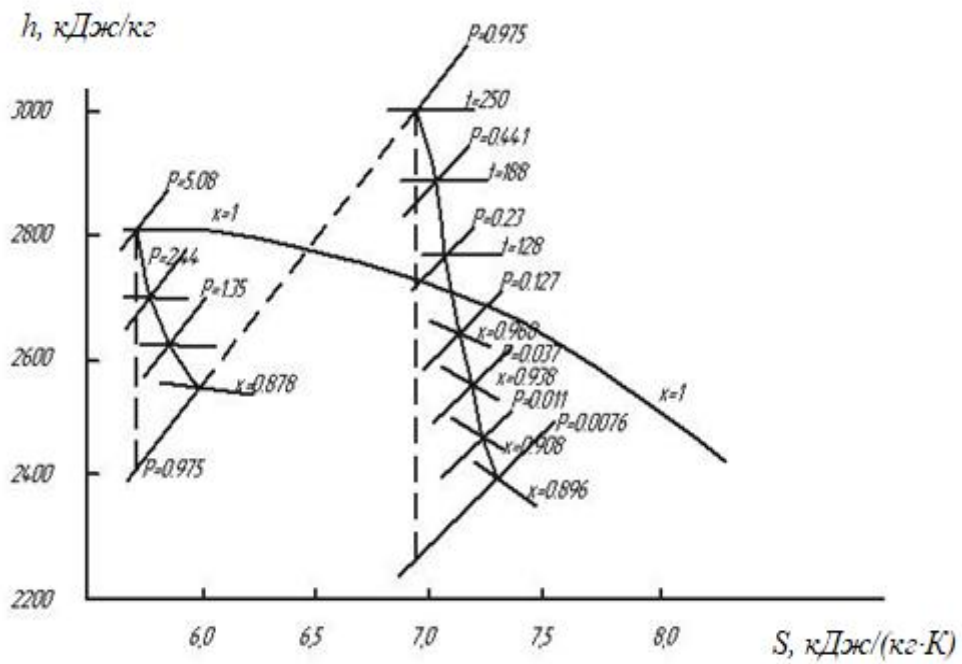
б)

Рисунок ДА 6. Процеси в h - S – діаграмі для турбін насиченої пари для АЕС з ВВЕР:

а) К-220-44; б) К-1000-60/1500



а)



б)

Рисунок ДА 7. Процеси в h - S – діаграмі для турбін насиченої пари для АЕС з ВВЕР:

А) К-1000-60/3000; б) ТК-450/500-60

Таблиця ДА 1. Параметри пара і води К-1000-60/1500

Точка процесу пару	Елемент теплової схеми	Пара у відборах турбіни			Пара в регенеративних підігрівачах					Вода, що нагрівається, за регенеративним підігрівачем				
		p , МПа	$x(t)$,	h кДж/кг	p_r , МПа	t_{sr} , $^{\circ}C$	h'_r , кДж/кг	$h_{др,r}$, кДж/кг	q_r , кДж/кг	I_r , $^{\circ}C$	$p_{вг}$, МПа	$t_{вг}$, $^{\circ}C$	$h_{вг}$, кДж/к Г	τ_r , кДж/кг
0	-	6,0	99,5%	2776	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0 [*]	-	5,82	99,4%	2776	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	П1	2,84	93%	2676	2,75	229	985,6	871	1805	5	8,0	224	964	113
2	П2	1,76	90,15%	2608	1,69	204	871	757	1851	5	8,5	199	851	114
3	П3	1,0	87,8%	2531	0,995	178	754	716	1815	5	9,0	173	737	41,4*
	ДПВ				0,65	162	684	-	-	0	0,65	162	684	-
3 ^I	С	0,98	99%	2756	-	-	-	758,7	-	-	-	-	-	-
3 ^{II}	ПП ₀	0,956	211 $^{\circ}C$	2856	-	-	-	984	-	-	-	-	-	-
3 ^{III}	ПП _с	0,93	262 $^{\circ}C$	2972	-	-	-	1207	-	-	-	-	-	-
3 ^{IV}	-	0,91	261,5 $^{\circ}C$	2972	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	П4	0,43	196 $^{\circ}C$	2852	0,404	144	606,3	606,3	2245,7	5	1,7	139	586,6	119,1**
5	П5	0,19	130 $^{\circ}C$	2730	0,18	177	490,8	490,8	2239,2	6	2,2	111	467,5	117,6**
6	П6	0,0576	96,4%	2568	0,0549	83,7	349,9	-	-	0	0,0549	83,7	349,9	*
7	П7	0,0173	92,6	2428	0,0165	56	234,5	-	-	0	0,0165	56	234,5	-
К	К	0,004	89,7%	2307	-	-	-	-	2185,6	0	0,004	29	121,4	-

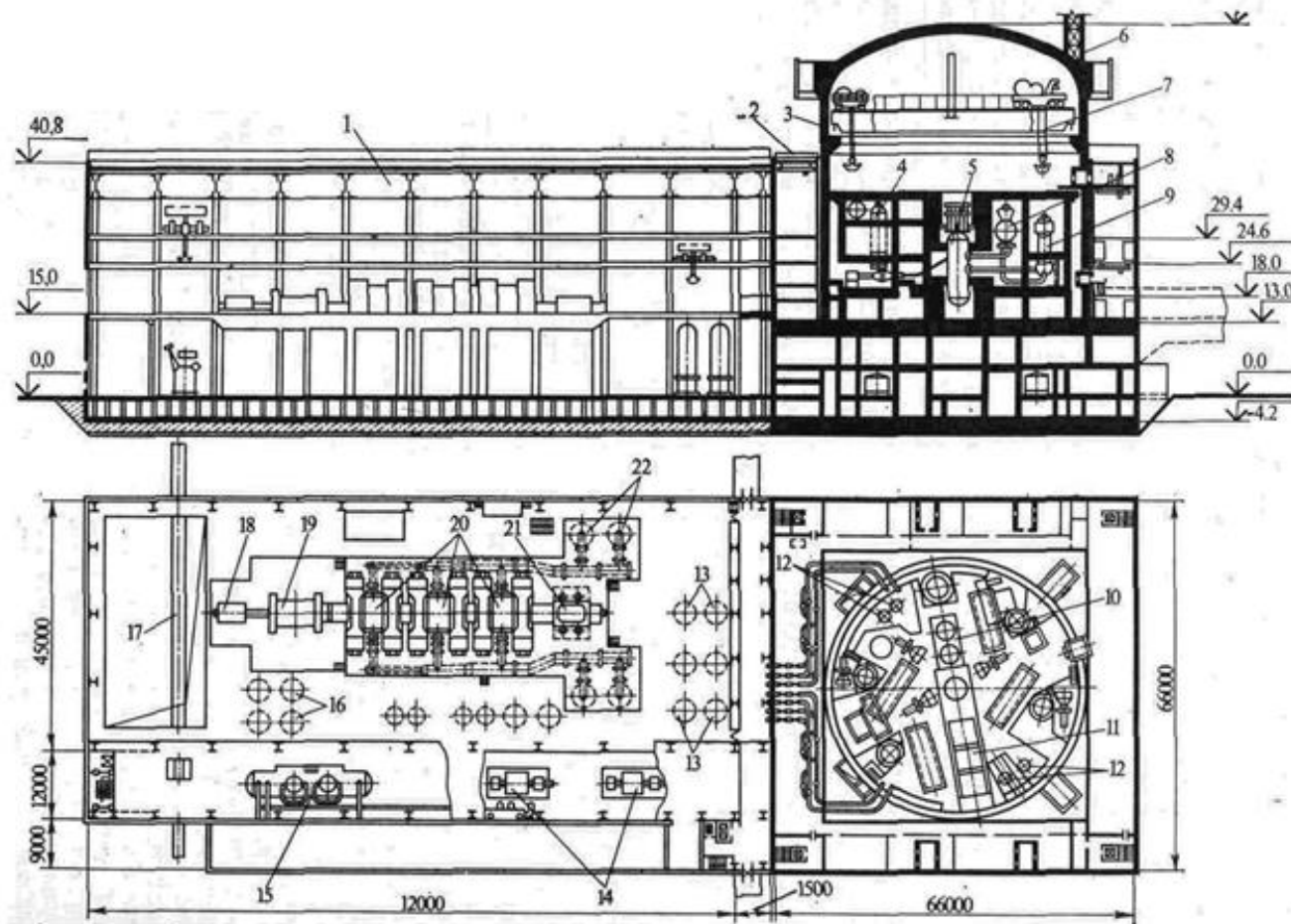


Рисунок ДА 9. Компонування ГК АЕС з ВВЕР-1000:

- 1 – турбінне відділення; 2 – споруда навколо захисної герметичної оболонки; 3 – герметична оболонка; 4 – компенсатор об'єму; 5 – реактор з басейном перевантаження; 6 – вентиляційна труба; 7 – мостовий повноповоротний кран; 8 – парогенератор; 9 – електродвигун ГЦН; 10 – басейн витримки; 11 – транспортно-технологічна частина; 12 – гідроакумуючі ємності; 13 – ПВТ; 14 – поживні турбонасоси; 15 – деаератор; 16 – ПНТ; 17 – в'їзні шляхи; 18 – збудник електрогенератора; 19 – електрогенератор; 20 – ЦНТ; 21 – ЦСТ; 22 – СПП

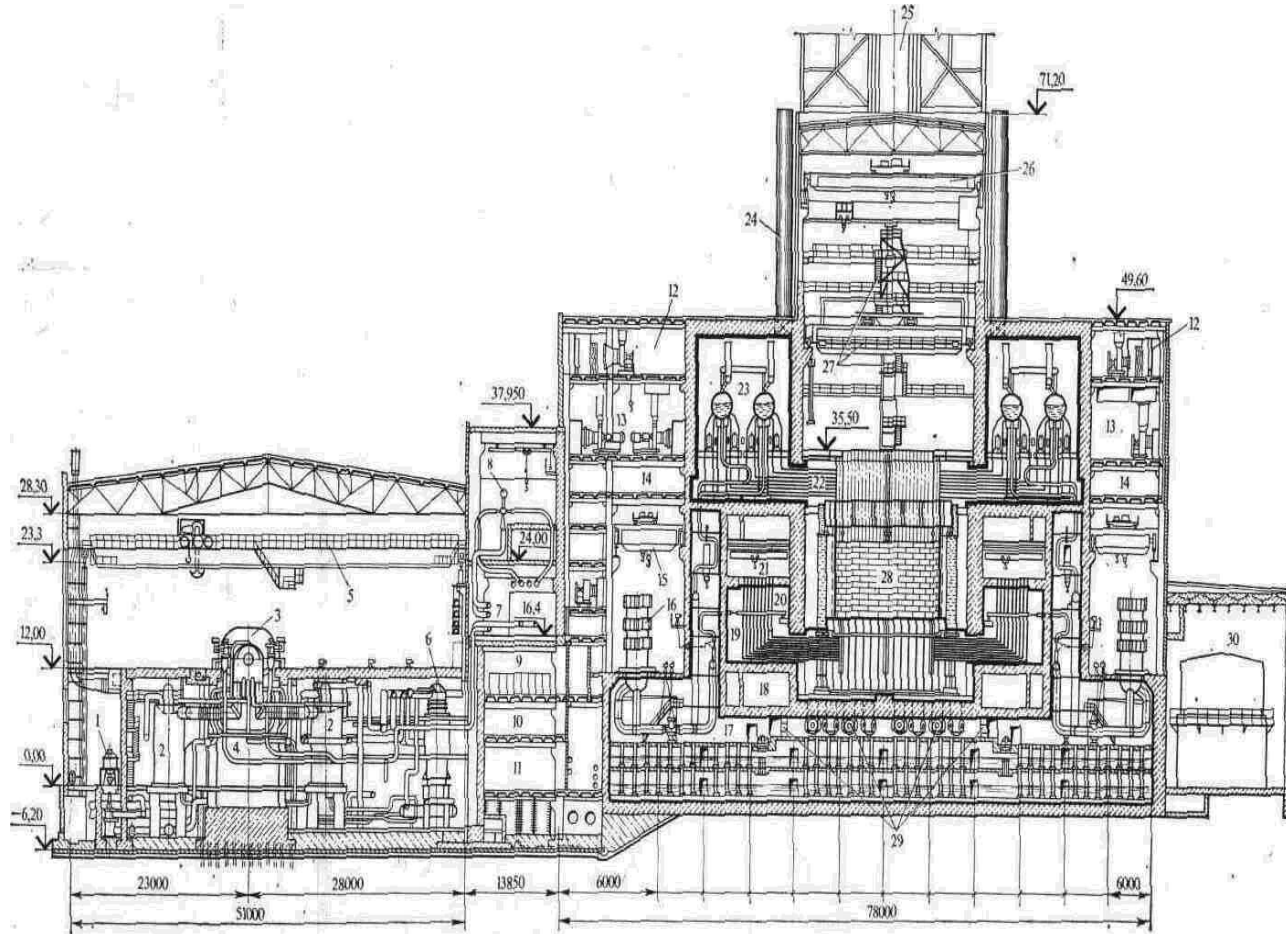


Рисунок ДА 10. Поперечний розріз по АЕС з РБМК-1000: 1 - КН першого підйому; 2 - СПП; 3 - ПТ; 4 - К; 5 - мостовий кран; 6 - ПНТ; 7 - трубопровідний коридор; 8 - ШРУ-К; 9 - блоковий щит управління (БЩУ); 10 - подшитове приміщення; 11 - приміщення розподільчого пристрою власних потреб; 12 - приміщення припливних вентиляторів РВ; 13 - загальний витяжний вентиляційний центр; 14 - приміщення повітропроводів; 15 - кран обслуговування ГЦН; 16 - електропривід ГЦН; 17 - басейн - барботер; 18 - приміщення системи охолодження залізобетонних конструкцій; 19 - приміщення нижніх водяних комунікацій; 20 - роздаючі групові колектори; 21 - приміщення обслуговування РГК; 22 - пароводяні комунікації (ПВК); 23 - барабани-сепаратори; 24 - сталева вихлопна труба; 25 - сталева вентиляційна труба; 26 - мостовий кран; 27 - розвантажувально-завантажувальна машина (РЗМ); 28 - реактор, 29 - групи клапанів басейну - барботера; 30 - приміщення допоміжних систем РВ.

Додаток Б

ПТС ТЕС

ПТС ТУРБОУСТАНОВКИ К-800-240-5

ПТС енергоблоку 800 МВт складається з прямотокового котельного агрегату та одновальної конденсаційної турбіни К-800-240-5 понад критичних параметрів пари з одноступеневим газовим проміжним перегрівом пари (рис. Д.2.1). Паливо – високо сірчаний мазут марки 100 та природний газ.

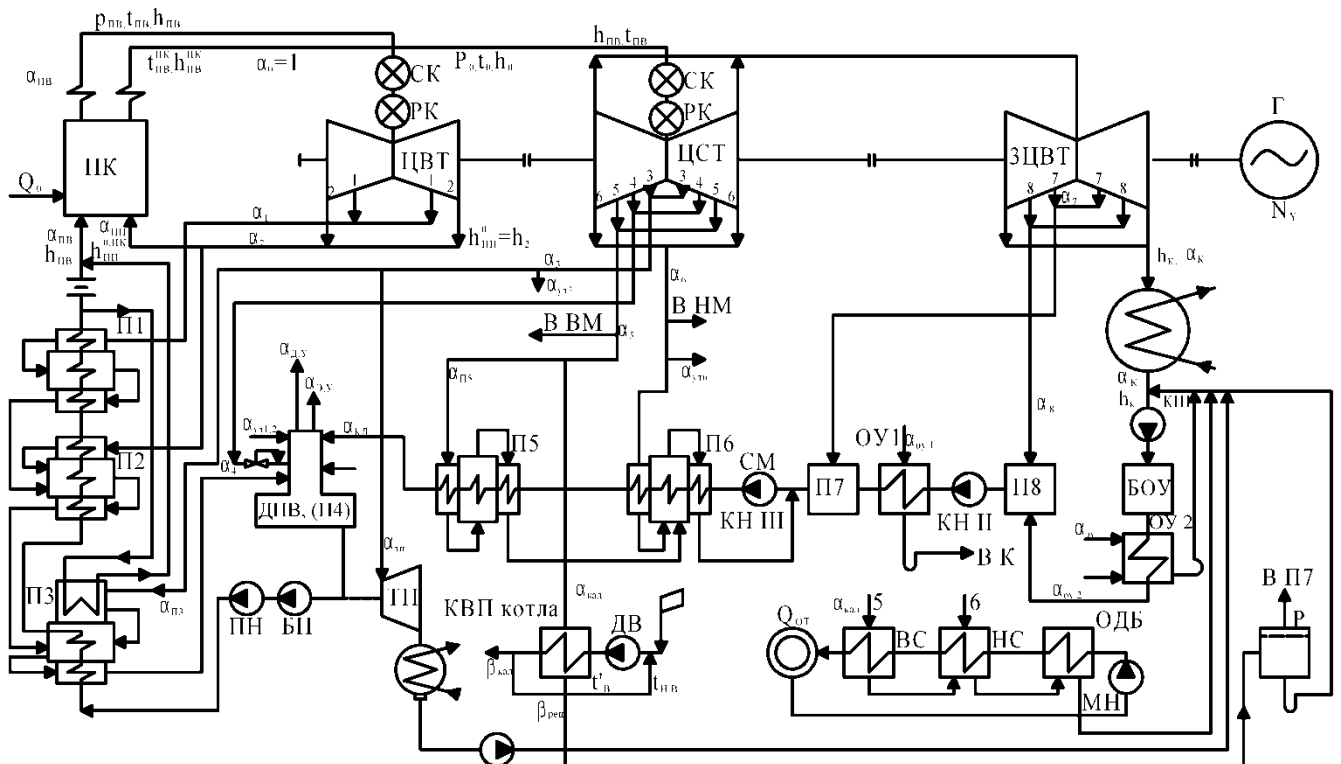


Рисунок ДБ 1. ПТС пилувугільного енергоблоку з турбоустановкою К-800-240-5 ЛМЗ: КП ТП – конденсатний насос турбоприводу; ВС, НС – верхній та нижній мережеві підігрівачі; ОДБ – охолоджувач дренажів мережевих підігрівачів; МН – мережевий насос; Р – розширювач дренажів калориферу

Таблиця ДБ 1. Параметри пари і води

Точка процесу пари	Елементи теплової схеми	Пара у відборах турбіни			Пара в регенеративних підігрівниках					Живильна вода за регенеративними підігрівниками				
		P, МПа	t(x), °C(%)	h, кДж/кг	p_r , МПа	t_{sr} , °C	h'_r , кДж/кг	h_{DPr} , кДж/кг	q_r , кДж/кг	q_r , °C	q_{Br} , МПа	t_{Br} , °C	h_{Br} , кДж/кг	t_r , кДж/кг
0	-	23,50	540	3323	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0'	-	22,80	537	3323	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	П1	6,10	346	3025	5,70	272	1196,8	1100	1925	2	31	270	1181,9	121,9
2*	П2	3,80	284	2924	3,70	245,7	1065,3	939	1985	2	31,5	243,7	1060	168
2	-	3,34	540	3543	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	П3	2,00	469	3400	1,90	209,8	896,8	778	2204****	4	32	205,8	892	154*
4	П4(ДПВ)	1,02	379	3220	0,70	165	697	-	-	0	0,7	165	697	-
5	П5	0,505	300	3064	0,476	150	632,2	531	2533	2	1,2	148	622,5	131
6	П6	0,213	204	2880	0,199	120	503,7	404	2476	3	1,5	117	491,5	128,4**
7	П7	0,0663	114	2710	0,062	86,5	363,1	-	-	0	0,062	86,5	363,1	-
8	П8	0,0186	x=97,7	2554	0,0172	56,8	273,2	-	-	0	0,0172	56,8	237,2	-
К	К	0,0036	x=94,1	2405***	-	-	-	-	2291,2	0	0,0036	27,2	113,8	-

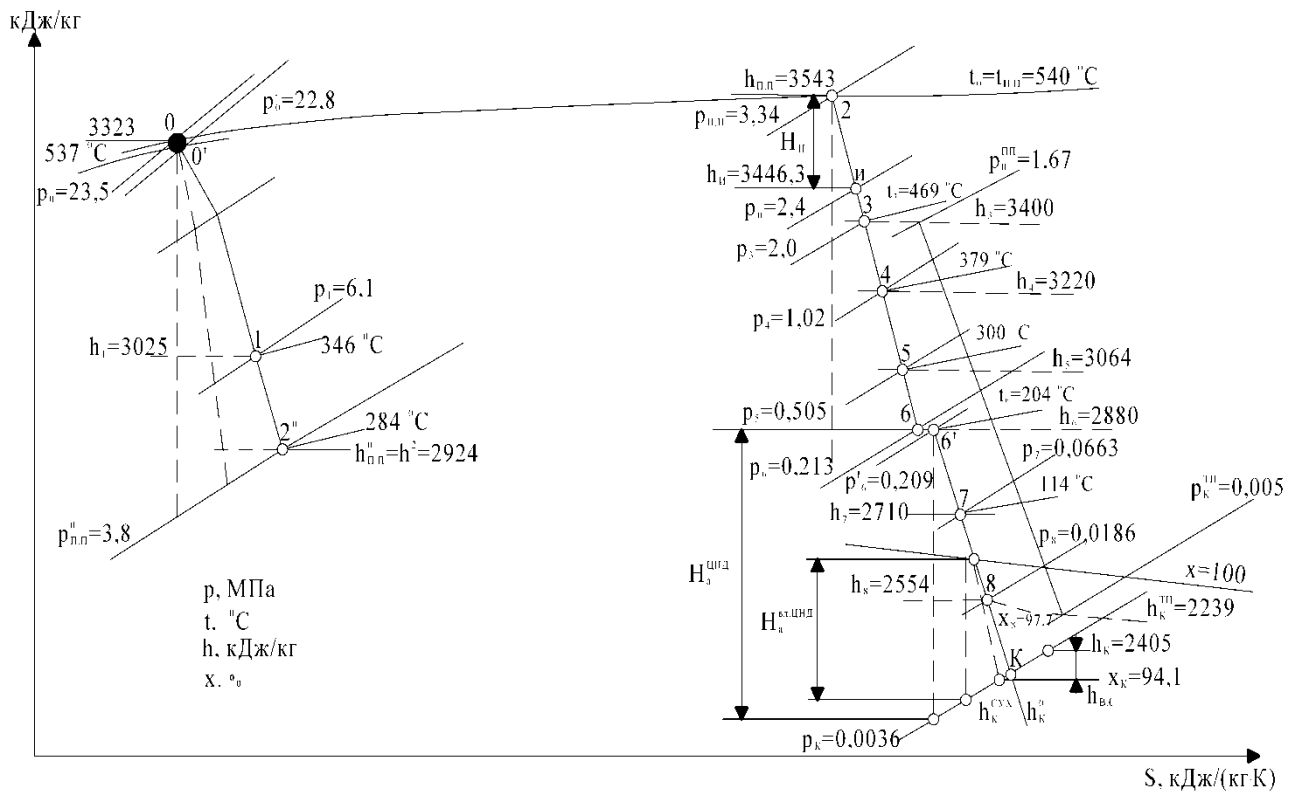


Рисунок ДБ 2. Процес роботи пари турбоустановки К-800-240-5.

ПТС ТУРБОУСТАНОВКИ К-300-240

Таблиця ДБ 2. Початкові параметри пари і води

Початковий тиск пари	$p_0 = 23,5$ МПа (240 кгс/см ²)
Початкова температура пари	$t_0 = 540^\circ\text{C}$
Кінцевий тиск пари	$p_k = 0,004$ МПа
Кінцева температура регенеративного підігріву живильної води	$t_{п.в} = 270^\circ\text{C}$
Число ступенів регенеративного підігріву	$Z=8$

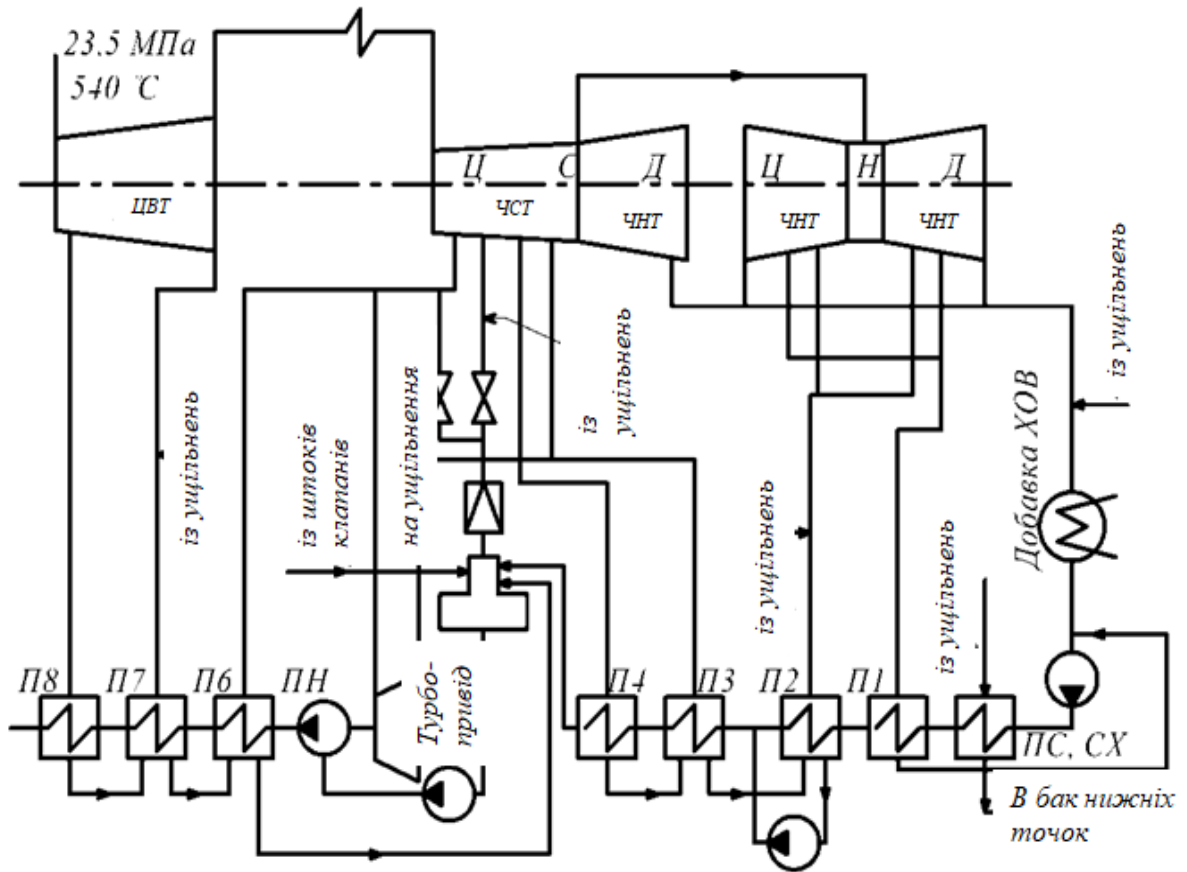


Рисунок ДБ 3. РТС енергоблоку 300МВт

Таблиця ДБ 3. Параметри пари та води

Точка РТС	p , МПа	t , °C	h , кДж/кг	p' , МПа	t' , °C	h'_H , кДж/кг	$t_{пi}$, °C	$h_{пi}$, кДж/кг	$t_{дпi}$, °C	$h_{дпi}$, кДж/кг
О	23,50	540	3320	-	-	-	-	-	-	-
О'	22,325	535	3320	-	-	-	-	-	-	-
РС	16,35	493	3250	-	-	-	-	-	-	-
П8	6,1	344	3020	5,68	272	1190	270	1180	254	1104
П7 (ПП')	3,92	294	1926	3,60	243,8	1050	241	1040	203	862
ПП	3,53	540	3530	-	-	-	-	-	-	-
П6	1,49	400	3260	1,38	193,5	822	192,4	818	180	770
Д	1,05	356	3160	0,685	164,2	690	164,2	690	-	-
П4	0,45	270	2845	0,42	146	614	144	603	130	546
П3	0,22	210	2720	0,20	120	502	115	480	120	502
П2	0,083	115	2570	0,077	92	385	87	363	92	385
П1	0,027	65	2360	0,025	65	272	60	250	65	272
К	0,004	28,6	($x=0,92$)	-	28,6	100	-	-	-	-

ПТС ТУРБОУСТАНОВКИ К-200-130

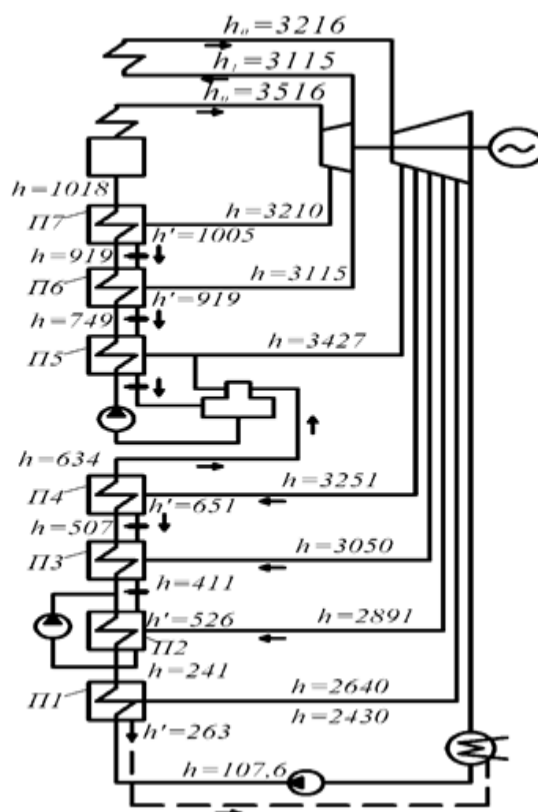


Рисунок ДБ 4. ПТС турбоустановки К-200-130.

Таблиця ДБ 4. Початкові параметри пари і води

Початковий тиск пари	$P_0 = 12,75 \text{ МПа}$
Початкова температура пари	$t_0 = 565^\circ\text{C}$
Кінцевий тиск пари	$3,33 \text{ кПа}$
Кінцева температура регенеративного підігріву живильної води	$t_{п.в} = 270^\circ\text{C}$
Число ступенів регенеративного підігріву	$Z=8$

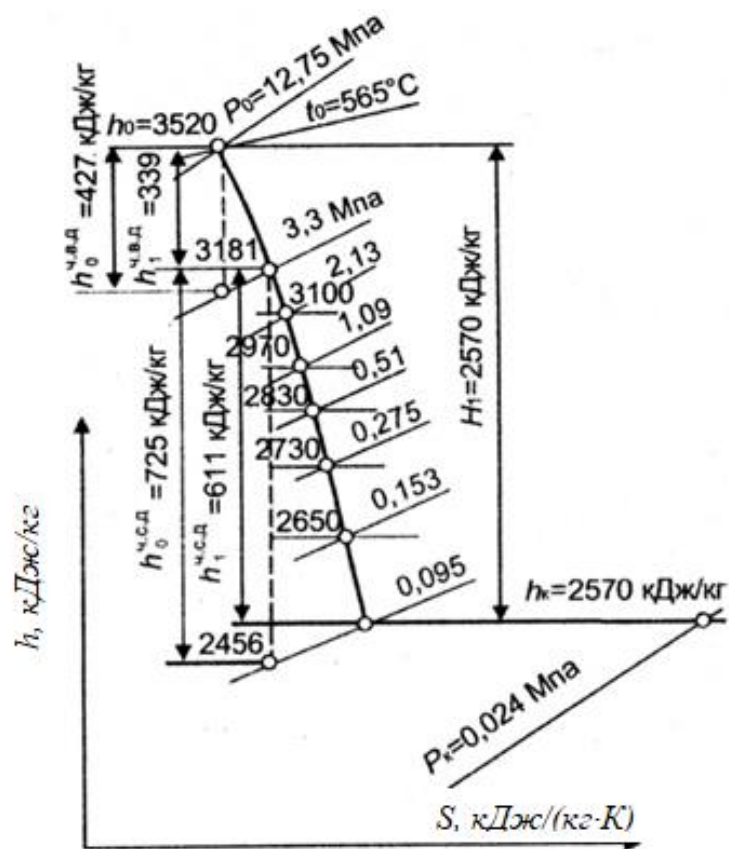
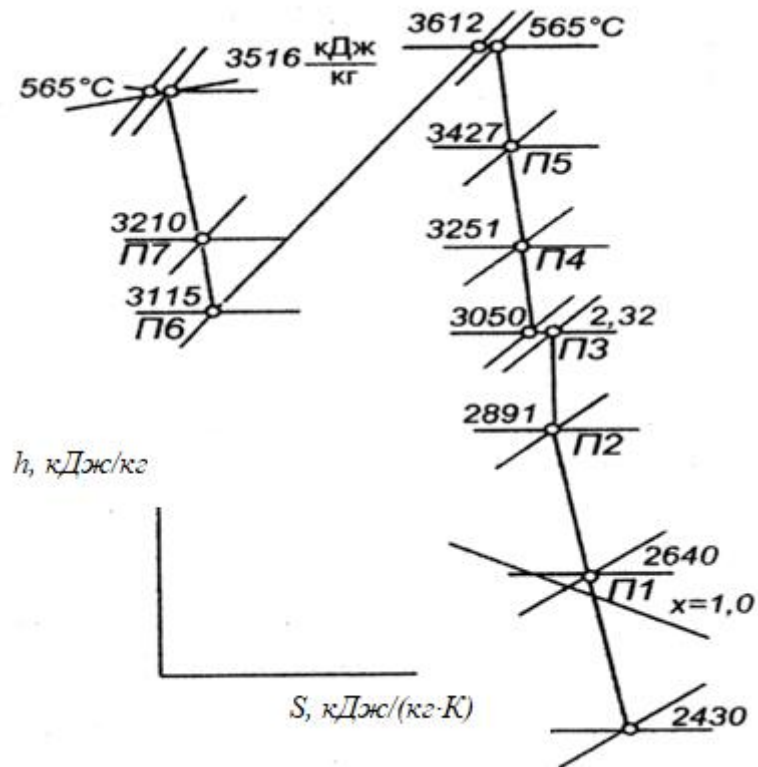


Рисунок ДБ 5. Процесс в h - s – диаграмі турбоустановки К-200-130

ПТС ТЕЦ 3 ТУРБИНАМИ Т-100-130

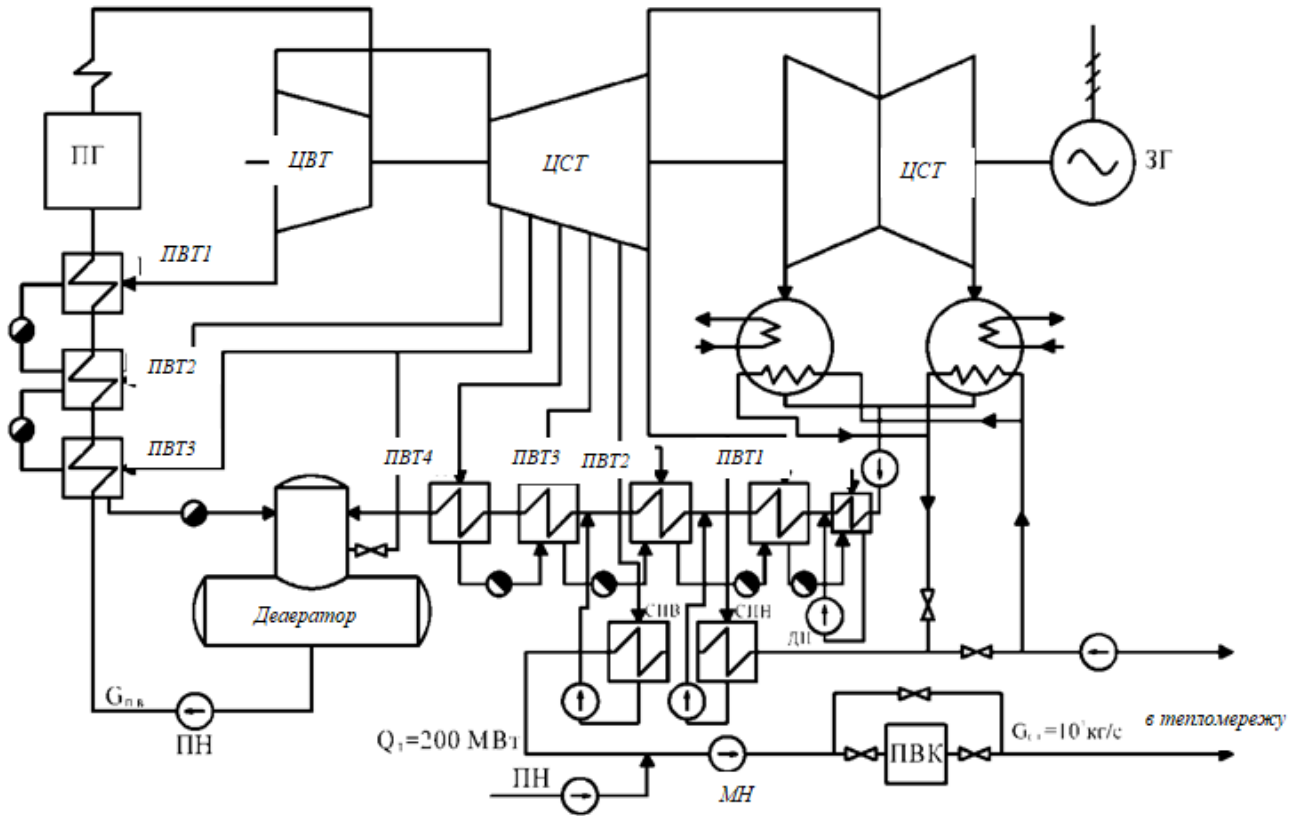


Рисунок ДБ 6. ПТС турбоустановки Т-100-130

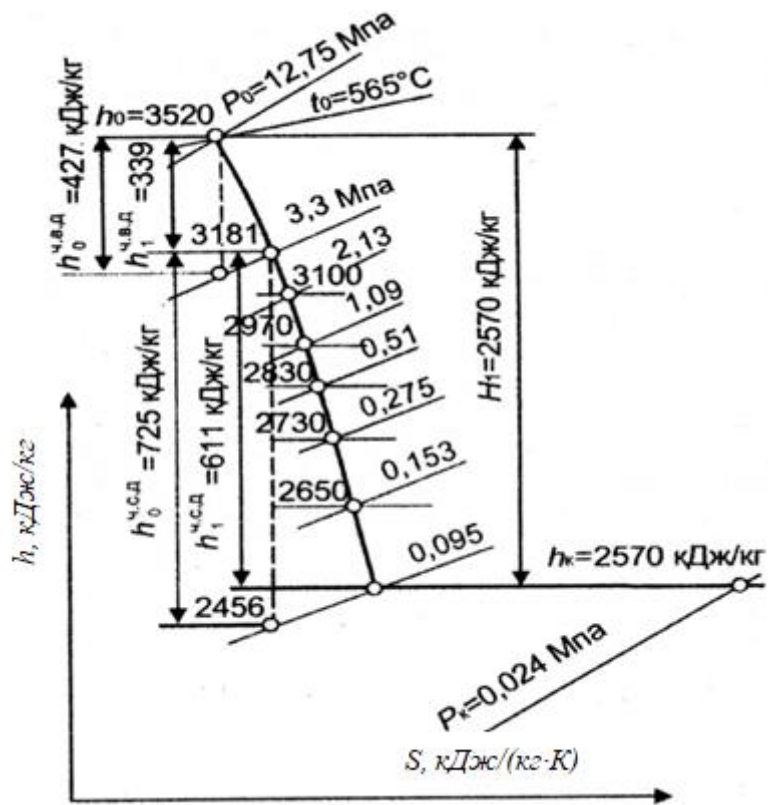
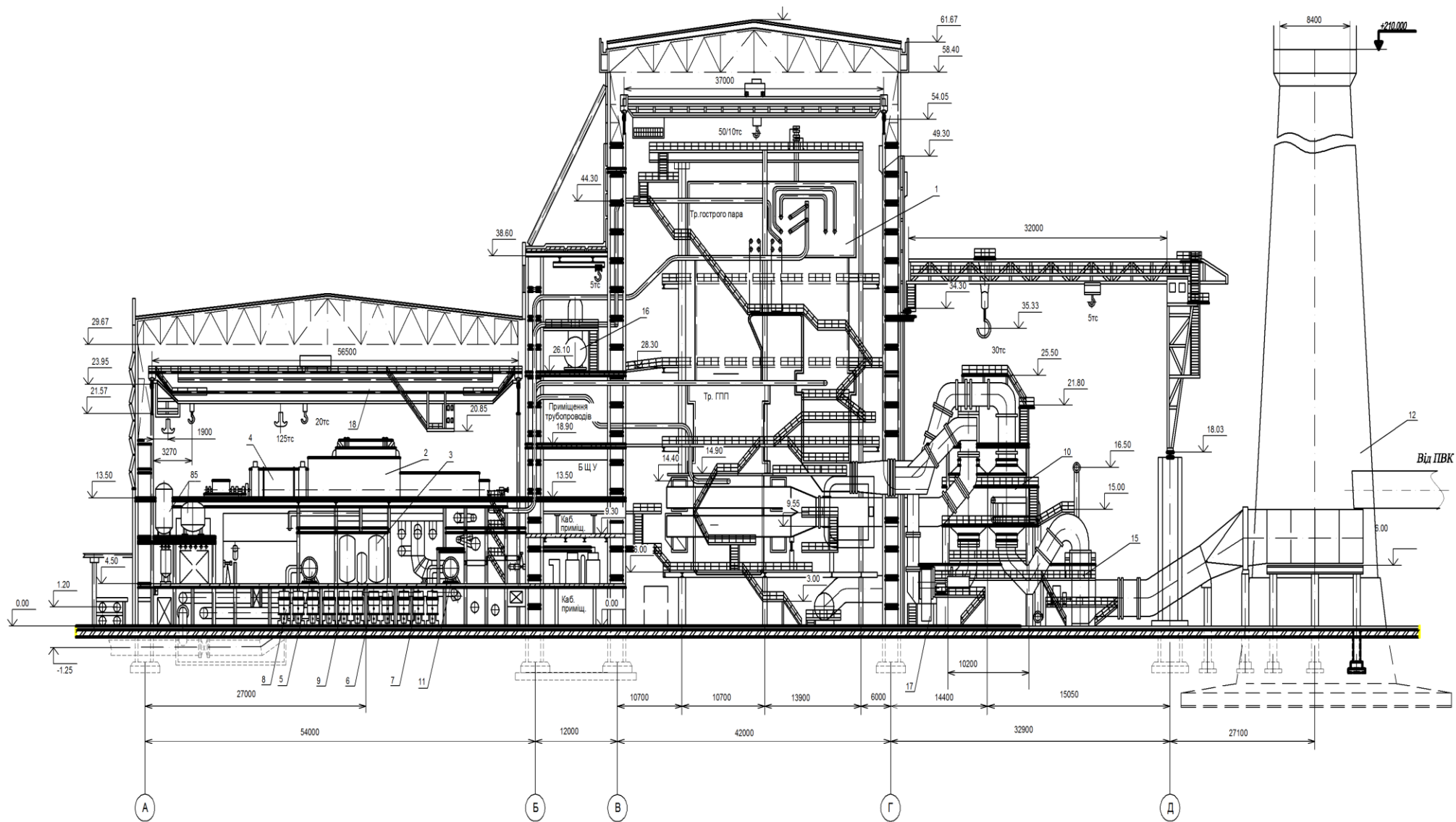


Рисунок ДБ 7. Процес в h-s – діаграмі турбоустановки Т-100-130

Таблиця ДБ 5. Параметри пари, конденсату і живильної води в характерних точках ПТС турбоустановки

Точка схеми	Тиск пари, МПа	Температура насиченої пари, °С	Ентальпія пари, кДж/кг	Ентальпія конденсату пари, кДж/кг	Використаний теплоперепад, кДж/кг	Ентальпія живильної води	
						перед підігрівачем, кДж/кг	за підігрівачем, кДж/кг
Початкова точка	12,75	329,3	3520	1515	-	-	-
ПВД1	3,3	236,26	3181	1030	339	902	1015
ПВД2	2,13	215,5	3100	925	420	760	902
ПВД3	1,09	183,6	2970	780	550	$666 + \Delta t_{П.В}$	760
Деаератор	0,588	158,0	2970	666	550	625	666
ПНД4	0,51	153,0	2830	645	690	529	625
ПНД3	0,275	130,5	2730	549	790	$t_{СМ1}$	529
ПНД2	0,153	111,9	2650	470	870	$t_{СМ2}$	450
ПНД1	0,095	98,23	2570	411	950	$t_{СМ3}$	390
Ежектор	-	-	-	-	-	269	290
СПН	0,095	98,23	2570	411	950	248	376
СПВ	0,153	111,9	2650	470	870	376	435
Конденсатор	0,0240	64,3	2440	269	950	235,5	248



a)

