

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНЕ НЕКОМЕРЦІЙНЕ ПІДПРИЄМСТВО
«ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«КИЇВСЬКИЙ АВІАЦІЙНИЙ ІНСТИТУТ»
КАФЕДРА АВІАЦІЙНИХ ДВИГУНІВ**

ДОПУСТИТИ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри
докт. техн. наук, професор
_____ Ю.М. Терещенко
" ____ " _____ 2024 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
(ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА)
ЗДОБУВАЧА ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ «МАГІСТР»
ЗА ОСВІТНЬО-ПРОФЕСІЙНОЮ ПРОГРАМОЮ
«ГАЗОТУРБІННІ УСТАНОВКИ І КОМПРЕСОРНІ СТАНЦІЇ»**

**Тема: Газотурбінна установка для децентралізованого
відновлення проєктної потужності
Трипільської теплоелектростанції**

Виконавець: студент М-142-24-1-ГУ Сарана Олександр Олексійович

Керівник: к.т.н., доцент Капітанчук Константин Іванович

Консультанти з окремих розділів пояснювальної записки:

«Охорона праці» асистент _____ Якимець Ірина В'ячеславівна

«Охорона навколишнього середовища» к.т.н., доцент

_____ Дмитруха Тетяна Іллівна

Нормоконтролер : _____ / _____ /

КИЇВ 2024

НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Аерокосмічний факультет

Кафедра авіаційних двигунів

Спеціальність – 142 «Енергетичне машинобудування»

Освітньо-професійна програма – «Газотурбінні установки і компресорні станції»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

докт. техн. наук, професор

_____ Ю.М. Терещенко

« 02 » вересня 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання кваліфікаційної роботи Сарани Олександра Олексійовича

Тема роботи: **«Газотурбінна установка для децентралізованого відновлення проєктної потужності Трипільської теплоелектростанції»**

1. Затверджено наказом ректора № 1637/ст. від 30.08. 2024р.

2. Термін виконання роботи: з 24.08.2024 р. по 12.12.2024 р.

3. Вихідні дані до роботи: стандартні умови; основне паливо – природний газ; теплотворна здатність – 49193 кДж/кг; густина – 0,723 кг/м³; склад (% за об'ємом): $\text{CH}_4=98,9$; $\text{C}_2\text{H}_6=0,13$; $\text{C}_3\text{H}_8=0,01$; $\text{CO}_2=0,08$; $\text{N}_2=0,87$; частота обертання ротора ГТУ – 103,33 1/с; витрата повітря на входе до компресора – 177 кг/с; температура газів на вході до газової турбіни – 1373 К. Нерозрахунковий режим ГТУ: параметри повітря – 268 К, тиск – 0,1013 МПа.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці): реферат, зміст, перелік умовних скорочень, технологічна частина типової ТЕЦ з газотурбінною установкою, розрахунок теплової схеми енергетичної ГТУ, модернізація та автоматизація технологічних процесів Трипільської ТЕЦ, охорона праці, охорона навколишнього середовища, висновки, список використаних джерел.

5. Перелік обов'язкового графічного (ілюстративного) матеріалу: Презентаційний матеріал з аналізом теплової схеми виробничо-опалювальної ГТУ-ТЕЦ для децентралізованого відновлення проєктної потужності Трипільської ТЕЦ.

6. Календарний план-графік

№ пор	Завдання	Термін виконання	Відмітка про виконання
1.	Технологічна частина типової ТЕЦ з газотурбінною установкою	24.08.24– 31.08.24	
2.	Розрахунок теплової схеми енергетичної ГТУ	01.09.24– 20.09.24	
3.	Автоматизація технологічних процесів	21.09.24– 30.09.24	
4.	Охорона праці	01.10.24– 12.10.24	
5.	Охорона навколишнього середовища	13.10.24– 31.10.24	
6.	Графічні роботи та оформлення розрахунково-пояснювальної записки	01.11.24– 30.11.24	
7.	Підготовка доповіді для захисту кваліфікаційної роботи	01.12.24– 11.12.24	

7. Консультанти з окремих розділів:

Назва розділу	Консультант (посада, П.І.Б.)	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці	Якимець І. В.		
Охорона навколишнього середовища	Дмитруха Т. І.		

8. Дата видачі завдання: 02 вересня 2024 р.

Керівник кваліфікаційної роботи (проєкту): _____ Капітанчук К.І.

Завдання прийняв до виконання _____ Сарана О.О.

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи «Газотурбінна установка для децентралізованого відновлення проектної потужності Трипільської теплоелектростанції»: 99 сторінок, 8 рисунків, 9 таблиць, 37 використаних джерела, 7 додатків.

Об'єкт дослідження – обладнання ГТУ–ТЕЦ для Трипільської теплоелектростанції (далі – ТЕС).

Предмет дослідження – парогенератори типлової ГТУ–ТЕЦ.

Мета кваліфікаційної роботи – розробка технічних та технологічних рішень для децентралізованого відновлення проектної потужності Трипільської ТЕС.

Методи дослідження – обробка аналітичних та статичних даних з використанням математичної статистики та обчислювальної техніки, порівняльний аналіз, обробка літературних джерел.

Наукова новизна отриманих результатів. Комплекс запропонованих рішень для децентралізованого відновлення проектної потужності Трипільської ТЕС можна використовувати для реконструкції ТЕС всіх регіонів України, де є однотипні системи генерації теплової та електричної енергії.

Практичне значення отриманих результатів. Реалізація запропонованих рішень забезпечить не тільки безперервність монтажу та введення основного обладнання, а й покращить надійність тепlopостачання, відпустки пари на виробництво і енергопостачання споживачів на всіх етапах відновлення ТЕС.

трипільська теплоенергостанція, відновлення, обладнання, газотурбінна установка, парогенератор

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСУ	–	автоматизована система управління;
БПВ	–	блок пом'якшення води;
ГВТО	–	газоводяний теплообмінник;
ГТУ	–	газотурбінна установка;
ГЧСР	–	гідравлічна частина системи регулювання;
ЕЧСР	–	електрична частина системи регулювання;
КЗ	–	камера згоряння;
КУ	–	котел-утілізатор;
МВФ	–	Міжнародний валютний фонд;
НРЦ	–	насос рециркуляції;
ПАВ	–	поліциклічні ароматичні вуглеводні;
РБП	–	розширювач безперервної продувки;
СЕО	–	стратегічна екологічна оцінка;
ТЕО	–	техніко-економічне обґрунтування;
ТЕС	–	теплоелектростанція;
ТЕЦ	–	теплоелектроцентрально;
ХМО	–	хімічний водообмінник.

ЗМІСТ

ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА ДАРНИЦЬКОЇ ТЕЦ М. КИЄВА З ГАЗОТУРБІННОЮ УСТАНОВКОЮ GT8C	12
1.1. Теплова схема та технологічна частина Дарницької ТЕЦ	12
1.2. Газотурбінна установка	17
1.3. Теплова схема газотурбінної установки з котлами-утилізаторами	19
1.4. Котли-утилізатори	19
1.5. Водопідготовка	21
Висновки за розділом.....	22
РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГТУ-ТЕЦ	
2.1. Визначення параметрів робочого тіла в осьовому компресорі	23
2.2. Тепловий розрахунок основних параметрів камери згоряння ГТУ.....	28
2.3. Визначення основних параметрів робочого тіла в газовій турбіні	31
2.4. Розрахунок енергетичних показників ГТУ	33
2.5. Визначення енергетичних показників ТЕС	33
2.5.1. Тепловий розрахунок котла – утилізатора	35
2.5.2. Тепловий розрахунок ГВТО	36
2.5.3. Тепловий баланс пікового мережевого підігрівача	37
2.5.4. Тепловий розрахунок деаератора живильної води	37
2.5.5. Конструкторський розрахунок котла – утилізатора	37
2.5.6. Аеродинамічний розрахунок котла – утилізатора	38
2.5.7. Визначення енергетичних показників ГТУ–ТЕЦ	39
2.6. Розрахунок енергетичних показників роботи ТЕЦ	40
2.6.1. Розрахунок річної витрати умовного палива по ТЕС в цілому	42
2.6.2. Розрахунок питомих витрат палива на відпуск електроенергії	44
Висновки за розділом.....	47
РОЗДІЛ 3. АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ	52
3.1. Автоматизація на сучасному етапі розвитку енергетики	52
3.2. Особливості системи управління ГТУ	55

3.3. Зріджування природного газу в двопотоковому циклі Клода	56
3.4. Розрахунок пристрою звуження	58
Висновки за розділом	60
РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ	61
4.1. Сфера застосування Правил безпечної експлуатації під час експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій, теплових мереж і тепло-використовувальних установок	61
4.2. Безпечне обслуговування газотурбінних та парогазових установок ..	64
4.3. Аналіз шкідливих та небезпечних виробничих факторів	67
4.4. Аналіз умов праці в турбінному цеху ТЕЦ	70
4.5. Організаційні та конструктивно-технологічні заходи для зниження впливу шкідливих виробничих факторів	71
4.6. Розрахунок вентиляційного обладнання ГТУ-ТЕЦ за вибухо-небезпечністю.....	73
4.7. Профілактичні заходи, спрямовані на попередження пожеж на ТЕЦ	75
Висновки за розділом	77
РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	78
5.1. Аналіз нормативно-правової бази з охорони довкілля в енергетиці ...	78
5.2. Аналіз основних джерел забруднення навколишнього середовища від роботи типової ТЕС	80
5.2.1. Захист водойм відстічних вод	80
5.2.2. Викиди в навколишнє середовище	81
5.3. Заходи, спрямовані на зменшення викидів брудних речовин в навко-лишнє середовище	82
5.3.1. Заходи, спрямовані на зменшення викидів NOx	82
5.3.2. Зниження викиду сполук сірки в атмосферу	83
5.3.3. Зменшення викидів вуглекислого газу (CO ₂) в атмосферу	84
5.4. Розрахунок викидів CO	85
5.5. Розрахунок викидів оксидів азоту	85

5.6. Гранично допустимі концентрації деяких шкідливих речовин в атмосфері	87
ВИСНОВКИ	91
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	97
ДОДАТОК А	100
ДОДАТОК Б	101
ДОДАТОК В	103
ДОДАТОК Г	104
ДОДАТОК Д	106
ДОДАТОК Е	106
ДОДАТОК Ж	107

ВСТУП

Трипільська ТЕС розташована на Дніпровському узбережжі в 45 км південніше Києва, поблизу села Трипілля. Після виведення з експлуатації Чорнобильської АЕС, Трипільська ТЕС з встановленою потужністю 1800 МВт була найбільшим енергогенерувальним об'єктом на території Київської області. Іншими джерелами електроенергії в регіоні є: Київські теплоелектроцентралі (далі – ТЕЦ) ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6 потужністю 700 МВт і 500 МВт відповідно, та Дарницька ТЕЦ встановленою потужністю 160 МВт.

Електростанція споруджена у дві черги. Перша черга – чотири дубль-блоки потужністю по 300 МВт. До складу енергоблока входять двокорпусні прямоточкові парові котли ТПП-210А, парові турбіни К-300-240, генератори ТГВ-300 і трансформатори ТДЦ-400000/330 [1, 2].

Друга черга – два моноблоки потужністю по 300 МВт з однокорпусними котлами ТГМП-314, турбінами К-300-240-2, генераторами та трансформаторами аналогічними встановленим на першій черзі. Головний корпус зведено за універсальним проектом пилувугільної ТЕС з енергоблоками потужністю 300 МВт кожний. Основним паливом був донецький антрацитовий штиб, що надходив залізницею. Резервне, підсвічувальне паливо – газ, мазут.

До газового господарства належать два газорозподільних пункти видатністю по 320 тис. м³/г та система газопроводів. Система технічного водопостачання – прямопотокова, із забором води з Канівського водосховища. До її складу входять дві помпові станції.

Водопідготовка на ТЕС забезпечує приготування 250 т/год знесоленої води іонообмінним способом для прямопотокових котлів. Від початку експлуатації Трипільська ТЕС виробила понад 350 млрд кВт·год електроенергії та 5,5 млн Гкал теплоенергії.

Отже, електростанція була однією із найнадійніших та спроможних нести повне електричне навантаження. У ніч на 11 квітня 2024 року Росія запустила по Україні понад 40 ракет і близько 40 ударних дронів по критичній інфраструктурі [2].

Ворог пошкодив підстанції Державного підприємства «Укренерго» та об'єкти генерації в Одеській, Харківській, Запорізькій, Львівській та Київській областях (див. рис.1)

Нинішня хвиля ракетного терору призводить до більших руйнувань, ніж у попередні роки. Загальні збитки енергосистеми від російських обстрілів вже перевищили €11 млрд [3].



Рис.1. Сучасний стан Трипільської ТЕС

За даними ПАТ «Центренерго» 22 березня 2024 року вщент було знищено Зміївську ТЕС, на Харківщині, 25 липня 2022 року війська рф окупували Вуглегірську ТЕС на Донеччині. Отже, ПАТ «Центренерго» втратила 100 відсотків генерації. Внаслідок російських обстрілів Україна втратила майже всю маневрову генерацію електроенергії.

Децентралізація електрогенерації в Україні до рівня, який міг би суттєво покращити ситуації з енергопостачанням, розглядається як середньострокова перспектива. В оновленому меморандумі співпраці України з Міжнародним валютним фондом (далі – МВФ) децентралізація електрогенерації в Україні можлива у перспективі 12...15 місяців [4].

Децентралізація енергогенерації за рахунок встановлення газотурбінних установок (далі – ГТУ), блочно-модульних котелень, дизельних/бензинових та газових генераторів на сьогоднішній день є одним з основних варіантів збільшення обсягів генерації в умовах втрати генеруючих потужностей через обстріли енергооб'єктів росіянами.

За оцінкою експертів за рахунок встановлення малих генеруючих потужностей можна буде компенсувати максимум до 1,5 ГВт із втрачених через руйнування більше 9 ГВт.

Отже, розробка сучасних ГТУ–ТЕЦ є актуальним завданням.

Об'єкт дослідження – енергетичне обладнання ГТУ–ТЕЦ для Трипільської теплоелектростанції (далі – ТЕС).

Предмет дослідження – парогенератори ГТУ–ТЕЦ Трипільської ТЕС.

Мета кваліфікаційної роботи – розробка та вдосконалення технічних і технологічних рішень для децентралізованого відновлення проєктної потужності Трипільської ТЕС.

Методи дослідження – обробка аналітичних та статичних даних з використанням математичної статистики та обчислювальної техніки, порівняльний аналіз, обробка літературних джерел.

Наукова новизна отриманих результатів. Комплекс запропонованих рішень для децентралізованого відновлення проєктної потужності Трипільської ТЕС можна використовувати для реконструкції ТЕС всіх регіонів України, де є однотипні системи генерації теплової та електричної енергії.

Практичне значення отриманих результатів. Реалізація запропонованих рішень забезпечить не тільки безперервність монтажу та введення основного обладнання, а й покращить надійність тепlopостачання, відпустки пари на виробництво і енергопостачання споживачів на всіх етапах відновлення ТЕС.

РОЗДІЛ 1

ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА ДАРНИЦЬКОЇ ТЕЦ М. КИЄВА З ГАЗОТУРБІННОЮ УСТАНОВКОЮ GT8C

1.1. Теплова схема та технологічна частина Дарницької ТЕЦ

Дарницька ТЕЦ м. Києва забезпечує теплом та електроенергією промислові підприємства та житлові масиви відповідних районів. Встановлена теплова потужність – 1080 Гкал/рік. Встановлена електрична потужність – 250 МВт. Основне паливо – донецьке вугілля АШ, буферне – природний газ [4-6].

Існуючий рівень теплових навантажень становить:

- в парі на виробництво – 1420 т/год.;
- в гарячій воді на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання – 3310,1 ГДж/рік.

Споживання пари на виробництво протягом доби постійне, протягом року нерівномірне. Зниження споживання пари в літній період – 30%.

Головний корпус Дарницької ТЕЦ зображено на рис.1.1 та рис.1.2.

Установка двох блоків ГТУ ($2 \times \text{GT8C} + 2 \times \text{КУ}$) першого пускового комплексу замісної потужності із подальшим виведенням на реконструкцію двох котлів ТП-230-2 і демонтажем двох турбін ПТ-25-3М забезпечило покриття існуючого рівня теплових навантажень з одночасним збільшенням відпуску електроенергії та поліпшенням техніко-економічних показників ТЕЦ за рахунок використання двох блоків ГТУ в базовій частині теплових навантажень з виробленням електроенергії на тепловому споживанні.

Теплова схема виконана з поперечними зв'язками представлена на рис.1.3 та рис.1.4. Резервне РОУ встановлено між колекторами гострої пари 13,73 МПа та 9,8 МПа. Для відпустки пари на виробництво з тиском 3 МПа встановлено РОУ 9,8/ 3 МПа. Теплофікаційні відбори турбін "ПТ" підключено на основні мережеві підігрівачі та колектор пари 0,12 МПа, від якого живляться підігрівачі сирої, водопровідної, хімочищеної та хімобезсоленої води й атмосферні деаератори підживлення котлів та тепломережі.

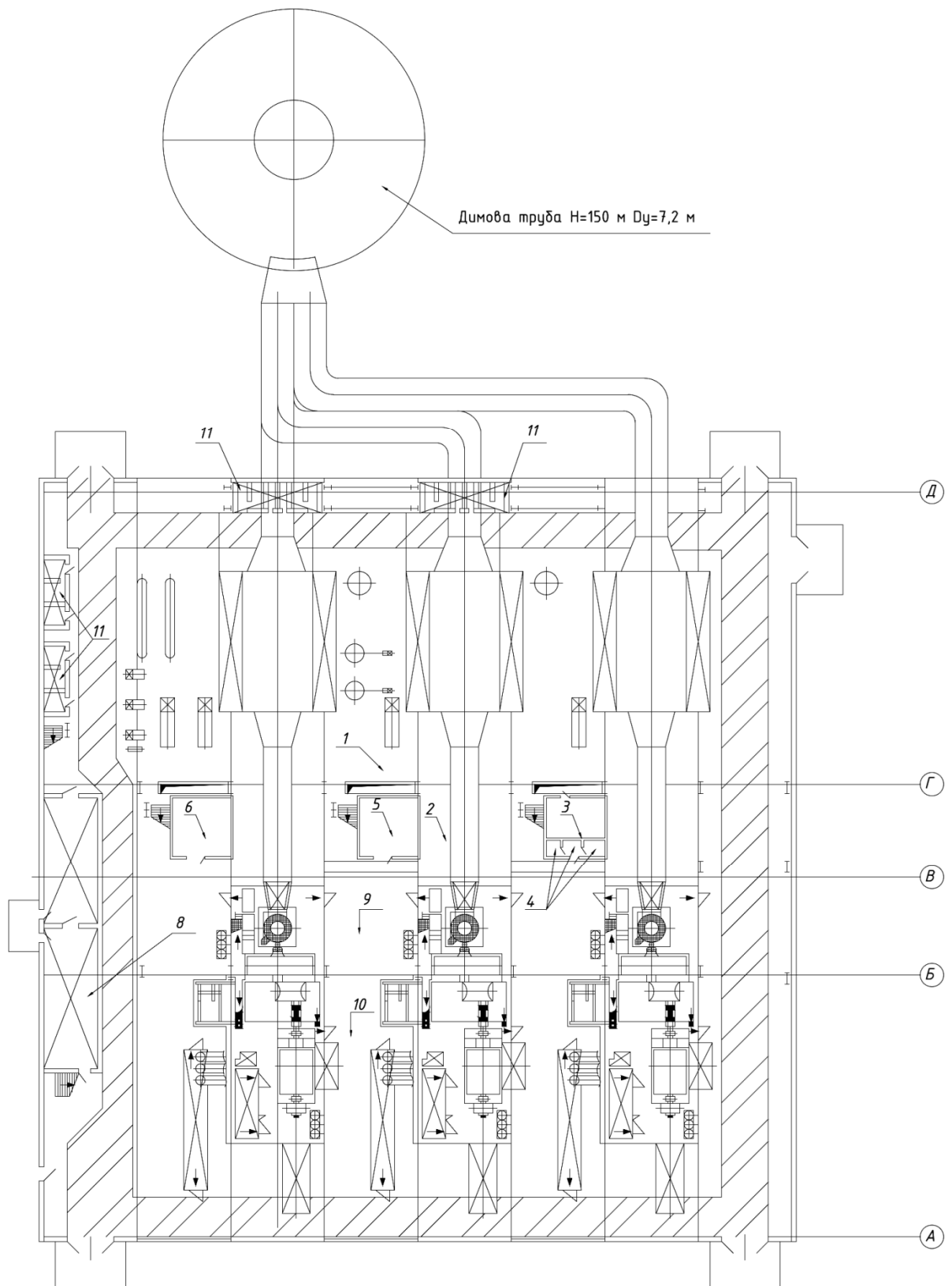


Рис.1.1. Головний корпус ГТУ (вид зверху):

1 - котельне відділення; *2* – деаераторне відділення; *3* – майстерня електроцеху;
4 – вбиральня; *5* – приміщення теристорних перетворювачів; *6* - майстерня
котлотурбінного цеху; *7* – кабельний поверх РПВП–0,4 кВ; *8* – кабельний
поверх РПВП–0,6 кВ; *9* – газотурбінне відділення; *10* – генераторне
відділення; *11* – вентиляційна шахта

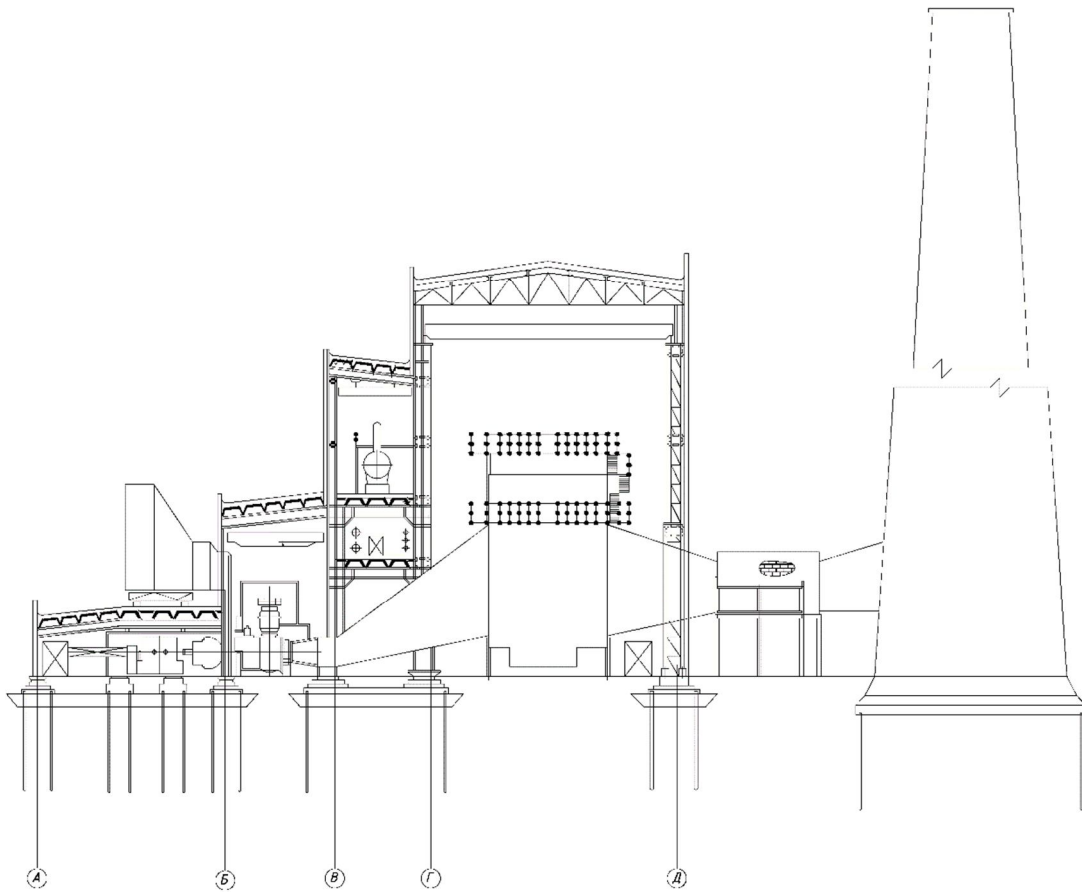


Рис.1.2. Головний корпус ГТУ (повздовжній переріз)

Виробничі відбори турбін "ПТ" і протитиск турбін Р-25 та Р-50 підключено на пікові мережеві підігрівачі та колектори пари 1...1,5 МПа, від яких відпускається пара на виробництво, мазутогосподарство, підігрівачі хімобезсоленої води перед деаераторами 0,6 МПа. Характеристика турбін ТУС надана в Додатку А, а регенеративних відборів турбін ТЕС - в Додатку Б.

Теплофікаційні та виробничі відбори ГТУ резервуються відповідними РОУ. Підживлення котлів ТП-230-2 (9,8 МПа) проводиться хімоочищеною водою, котлів ТП-82 (13,73 МПа) – хімобезсоленою водою [4-6].

Вихідною водою для підживлення котлів є технічна вода, яка перед хімічним водообмінником (далі – ХВО) підігрівається у конденсаторах турбін ст. № 10,11,12 і в підігрівачах сиріє води паром 0,12 МПа. Хімоочищена вода після ХВО підігрівається у конденсаторі турбіни ст. № 6 або у підігрівачах хімоочищеної води паром 0,12 МПа, деаерується в атмосферних деаераторах і надходить у систему регенерації турбін "Т" (8,83 МПа) та деаератори 0,6 МПа.

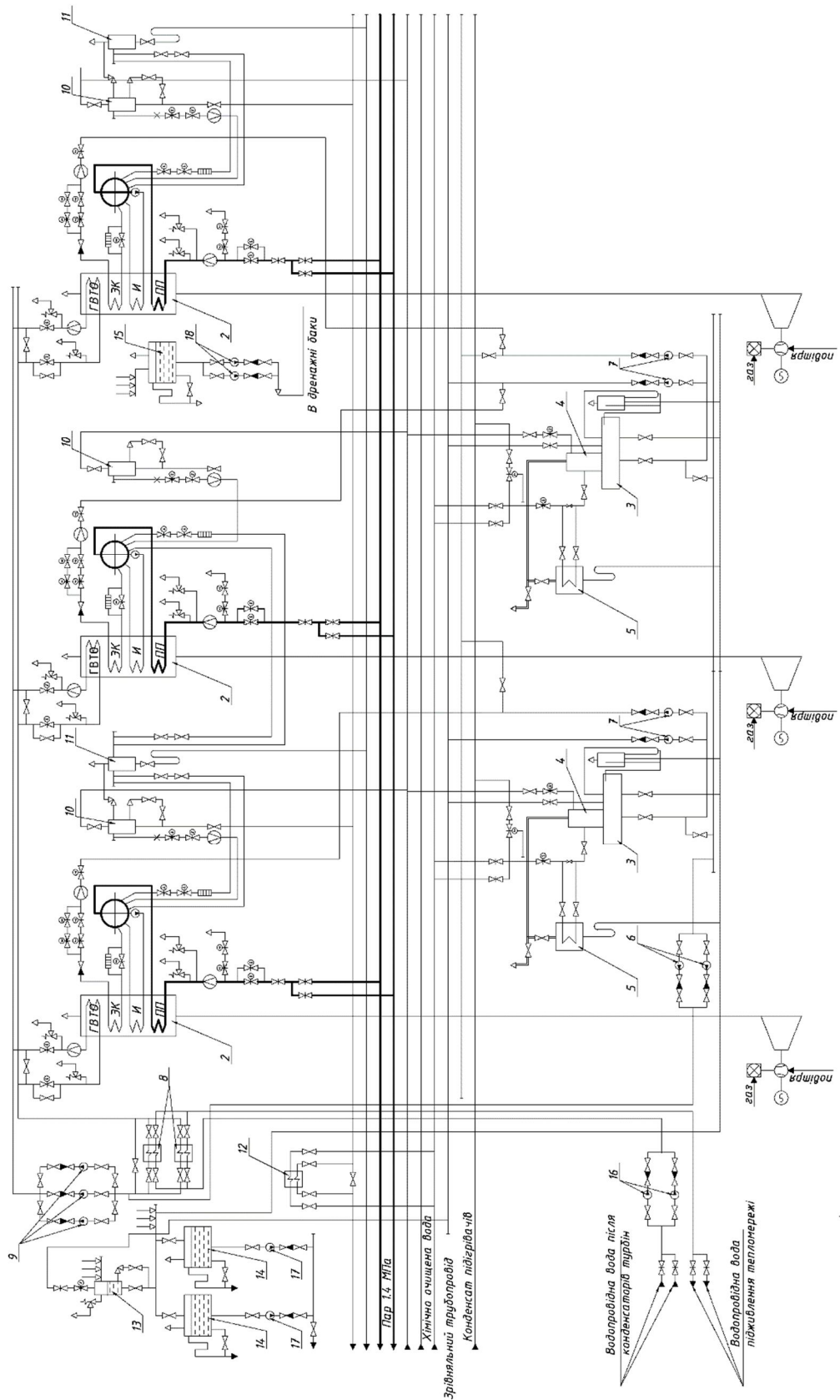


Рис.1.3. Теплова схема типової ТЕЦ:

- 1- газова турбіна; 2 – котел-утилізатор; 3 – бак деаераторний; 4 – колонка деаераторна;
 5 – охолоджувач випару; 6, 7, 9 – насос підживлення контуру рециркуляції ГВТО;
 8 – підігрівач оди; 10, 11- розширювач продувки; 12 – охолоджувач продувки;
 13 - розширювач дренажів; 14 – дренажний бак; 15 – бак низьких точок; 16, 17, 18 - насос

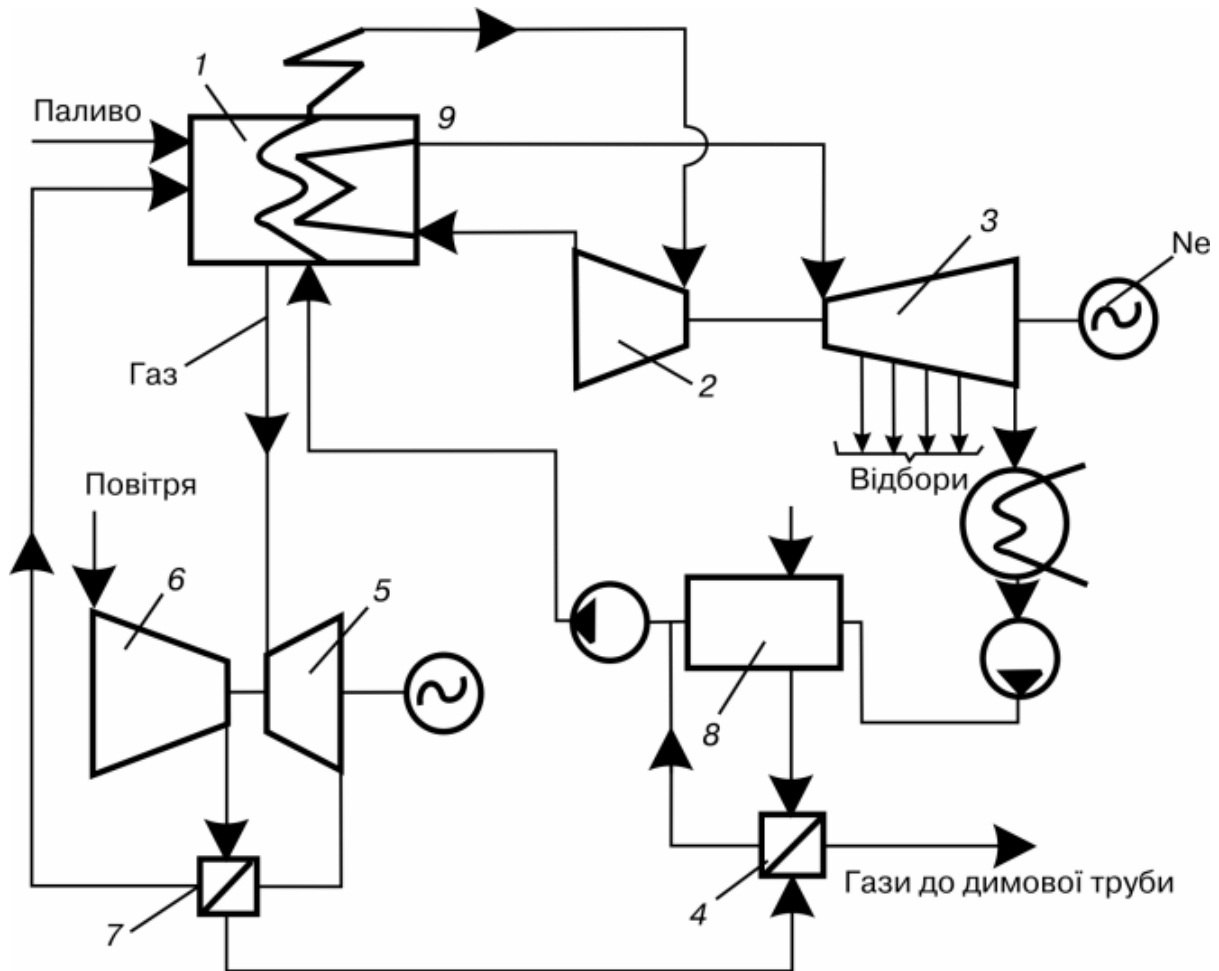


Рис. 1.4. Принципова теплова схема типової ТЕЦ

Хімобезсолена вода після ХВО підігрівается у теплообмінниках парою 0,12 МПа, деаерується у атмосферних деаераторах і надходить у систему регенерації турбіни "ПТ" (12,75 МПа) та, частково, через підігрівачі хімобезсоленої води в деаератор 0,6 МПа.

Вихідною водою для підживлення тепломережі є водопровідна вода. Підігрівання водопровідної води перед ХВО підживлення тепломережі здійснюється в конденсаторі турбіни ст. №9 і підігрівачах водопровідної води парою 0,12 МПа. Деаерація підживлювальної води проводиться в атмосферних деаераторах, в яких використовується пара 0,12 МПа [4-6].

На ТЕЦ встановлено акумуляторні баки гарячого водопостачання 4x3000 м³. Підживлення тепломережі здійснюється зимовими і літніми насосами підживлення. Колекторної мережевої води на ТЕЦ немає. Мережева вода підігрівается в окремих групах основних і пікових підігрівачів, які мають свої мережеві насоси.

Між групами мережевих підігрівачів є перемички з секціонувальними засувками. Водогрійні котли працюють в основному режимі. Від першої черги ТЕЦ забезпечується теплом і гарячою водою житловий сектор, від другої черги – промзона.

1.2. Газотурбінна установка

Газотурбінна установка GT8C виконана за схемою простого відкритого циклу. Ротор газогенератора та силової турбіни є єдиним і зеднується з ротором електрогенератора через редуктор (6200/3000 об/хв).

Турбіна і компресор розташовані в корпусі, розділені вздовж горизонтальної площини на рівні осі устаткування, що представляє собою в зібраному стані єдиний блок [7].

Для контакту деталей з гарячим газом передбачена система повітряного охолодження, метою якої є підтримка допустимого діапазону температур. Передбачена службова термоізоляція, а також звукоізоляція, для запобігання попадання теплоти в навколишнє середовище, рівномірного розподілу тепла на всі деталі обладнання та ізоляції шуму.

Камера згоряння встановлена у вертикальному положенні на корпусі турбіни, передбачено протидійне охолодження.

Газова турбіна може працювати як на газотурбінному, так і на рідкому паливі. Є можливість перемикання із газоподібного палива на рідке (автоматично), а також з рідкого – на газоподібне (вручну) без припинення експлуатації. Як аварійне використовується дизельне паливо.

У процесі спалювання рідкого палива відбувається впорскування води з метою підтримки емісії NO_x вихлопних газів на низькому рівні. Процес згоряння несприятливих змін не зазнає [4, 6].

Генераторний блок приєднується редуктором до газотурбінного блоку. Генератор – двополюсний, трифазний, синхронний, в повністю закритому корпусі з повітряним охолодженням. Подача масла, охолоджувальної рідини і масла для підшипників забезпечується системами, які обслуговують турбіну. Всмоктувальний патрубок виконано перпендикулярно до осі компресора.

Для очищення повітря перед компресором передбачена одноступенева фільтрувальна система із високим ступенем фільтрації. Для очищення фільтрувальних елементів використовується стиснене повітря з тиском від шести до восьми бар. Степінь стиснення компресора дорівнює 15,8.

Компонування обладнання виконано для розміщення всіх агрегатів установки в окремому боксі. Вихід відпрацьованих газів виконується вздовж осі ротора турбіни. Гази скидаються в атмосферу через скидну димову трубу, встановлену поза боксом.

Газонепроникне з'єднання між скидних дифузоров і димарем та компенсація термічного розширення забезпечуються засобами розширення місця з'єднання, виготовленого з легкого матеріалу. Димова труба по всій висоті покрита звуко- та теплоізоляцією. Крім того, в димову трубу вбудований шумоглушник.

Характеристика ГТУ надана при стандартних втратах тиску по тракту: всмоктувальний і скидний тракт в сумі складають 25 міллі бар.

Як паливо прийнято природний газ такого складу (% за обсягом):

$\text{CH}_4 = 98,9$; $\text{C}_2\text{H}_6 = 0,13$; $\text{C}_3\text{H}_8 = 0,01$; $\text{CO}_2 = 0,08$; $\text{N}_2 = 0,87$.

Устаткування поставляється у зібраному вигляді. Подача масла, охолоджувальної рідини і масла для підшипників забезпечується системами, які обслуговують газову турбіну. Подача масла, охолоджувальної рідини і масла для підшипників забезпечується системами, які обслуговують газову турбіну.

Основні показники GT8C при роботі турбіни з номінальною потужністю за умов $t_{\text{нв}} = 15^\circ\text{C}$, $P = 0,1013$ МПа надано в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Основні показники ГТУ GT8C

Показник	Величина	Розмірність
Потужність	51,6	МВт
КПД	33,9	%
Витрата палива	3,045	кг/с
Витрати відхідних газів	177,4	кг/с
Температура відхідних газів	517	$^\circ\text{C}$
Температура газів на вході	1100	$^\circ\text{C}$
Надлишок повітря	3,309	

1.3. Теплова схема газотурбінної установки з котлами-утилізаторами

Утилізація теплоти вихлопних газів газових турбін відбувається в котлах-утилізаторах для генерації промислової пари 1,5 МПа, 295 °С.

Схема прийнята з поперечними зв'язками. Котли-утилізатори підключені по промисловій парі на два колектори, з'єднані із відповідними колекторами існуючої частини головного корпусу, від яких пара подається на пікові мережеві підігрівачі і на виробництво [4-6].

Конденсат з виробництва, конденсат теплообмінників і підживлювальна хімічищена підігріта вода деаерують в атмосферних деаераторах.

Пара в деаератори надходить з колектора пари 0,12 МПа існуючої частини. Деаератори мають перемички по парі і по воді. Живильна вода з температурою 104 °С подається в економайзери КУ. Безперервна продувка котлів після розширювання безперервної продувки (РБП) направляється без охолодження на випарну установку, пара з РБП надходить в колектор пари 0,12 МПа. Для глибокого охолодження газів на виході з котла на лінії рециркуляції газоводяного теплообмінника (ГВТО) встановлюються водоводяні теплообмінники, в яких тепло знімається водопровідною водою перед ХВО підживлення тепломережі.

1.4. Котли-утилізатори

Для утилізації тепла відхідних газів за газовими турбінами встановлюються горизонтальні котли-утилізатори АТЗТ "Подільський машинобудівний завод".

Котли-утилізатори виробляють технологічну пару тиском 1,5 МПа, температурою 295 °С, що дозволяє отримувати гарячу воду для теплопостачання за рахунок розміщення в котлах газоводяних теплообмінників (ГВТО), включених у замкнутий контур, тепло від яких знімається в спеціальних теплообмінниках [4-6].

Котел виконується газоцільним. Поверхні нагрівання котла дреновані з труб із зовнішнім спіральним оребренням. За кожним котлом передбачається установка шумоглушника, газового щільного клапана та ремонтної заглушки.

Котел-утилізатор горизонтальний компонований має такі переваги порівняно з вертикальним:

- менший аеродинамічний опір газоходів;
- відсутні циркуляційні насоси, що спрощує компоновку і схему котла, зменшує витрату електроенергії на власні потреби ТЕЦ;
- є можливість використання кранового обладнання для монтажу та ремонту котлів.

Технічна характеристика котла-утилізатора горизонтально компонований наведена в табл. 1.2.

Таблиця 1.2

Технічні характеристики котла-утилізатора

Найменування	Навантаження ГТУ					
	100%			50%		
Температура живильної води, °С	104			104		
Температура зовнішнього повітря, °С	-20/-30	0	+20	-20/-30	0	+20
Температура газів на вході, °С	510	519	526	432	444	458
Витрата газів на виході, кг/с	196	186	173	150	142	133
Паропродуктивність, т/ч	105	103	97,7	61,2	60,9	60,2
Температура пари на вході, °С	292	294	297	285	289	293
Тиск пари за котлом, МПа	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Температура відхідних газів, °С	101	99	97	100	97	94
Аеродинамічний опір, Па	1480	1340	1180	888	806	718
Температура газів на вході в ГВТО, °С	159	157	155	164	161	159
Витрата води через ГВТО, т/год.	199	199	199	199	199	199
Витрата води через ГВТО, °С	70/121	70/118	70/115	70/126	70/121	70/117

1.5. Водопідготовка

Установка двоступеневого Na-катіонування з попереднім очищенням призначена для поповнення втрат пари і конденсату в тепловій схемі ТЕЦ з котлами-утилізаторами тиском 1,5 МПа.

Проектна продуктивність установки підживлення котлів на пом'якшеній воді становить 1500 м³/год. Джерелом технічного водопостачання ТЕЦ – сира вода. Підігріта вихідна вода насосами сирі води продуктивністю 500 м³/год, 1080 м³/год та Н = 33...35 мм.вод.ст. подається по трубопроводах сирі води на освітлювачі типу МПС, де вона піддається вапнуванню з коагуляцією.

Як резерв, передбачено підведення в хімічний цех холодної сирі води з промводовода, циркуляційної води через перемичку в турбінному цеху і води з пожежного трубопроводу.

Після освітлювачів, вапняно-коагульована вода надходить у проміжні баки, звідки перекачувальними насосами подається на механічні фільтри (МФ), на яких здійснюється її повне освітлення і надходить на установку Na-катіонування.

Існуюча установка виконана за схемою двоступінчастого Na-катіонування з паралельним включенням фільтрів. Після механічних фільтрів освітлена вода направляється на Na-катіонітові фільтри I ступеня, після чого потрапляє в баки пом'якшеної води [4-6].

З баків пом'якшеної води (далі - БПВ) насосами вода подається на Na-катіонітові фільтри II ступеня, після яких спрямовується в турбінний цех на підживлення котлів-утилізаторів [7].

В якості фільтрувального матеріалу механічних фільтрів попередньої очистки застосовується термоантрацит вітчизняного виробництва. Na-катіонітових фільтри I ступені установки завантажені вітчизняним катіонітів КУ-1, а фільтри II ступені катіонітів КУ-2.

Отмивні води після розпушування механічних фільтрів і Na-катіонітових фільтрів, і регенераційні води Na-катіонітових фільтрів установки підживлення котлів I черги мають прямий скид у промислову каналізацію.

Висновки за розділом

1. Розглянуто техніко-економічне обґрунтування та проаналізовано технічні рішення децентралізованого відновлення Трипільської ТЕЦ.
2. Розглянуто теплову схему газотурбінної установки з котлами-утилізаторами та їх загальні характеристики на базі Дарницької ТЕЦ.
3. Децентралізоване відновлення Трипільської ТЕЦ передбачається проводити на базі типової ТЕЦ у два етапи, а саме:
 - будівництво нового головного корпусу для встановлення трьох газотурбінних блоків у складі 3^xГТУ+3^xКУ з послідовним введенням двох пускових комплексів.
 - демонтаж фізично та морально застарілого турбінного та котельного обладнання першої черги.
 - демонтаж двох турбіни ПТ-25-3М ст. №1,2 і виведення з роботи двох котлів ТП-230-2 (9,8 МПа).
4. Реалізація другого етапу реконструкції пропонується розпочати після введення двох блоків ГТУ.

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГТУ

Метою розрахунку теплової схеми ГТУ є визначення параметрів робочого тіла, витрати палива та енергетичних характеристик установки. Використовувалась програма розрахунку, яка надана в Додатках В, Г, Д, Е, Ж.

Принципова силова схема ГТУ у вигляді повздовжнього перерізу представлена на рис. 2.1, а характеристика турбін ТЕС в Додатку А.

Вихідні дані розрахунку основних показників ГТУ в розрахунковому режимі:

Параметри зовнішнього повітря $T_{\text{озп}} = 288 \text{ К}$, $P_{\text{озп}} = 0,1013 \text{ МПа}$.

Основне паливо – природній газ, який має такі характеристики:

- теплотворна здатність $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 49193 \text{ кДж/кг}$;

- густина $\rho_{\text{т}} = 0,723 \text{ кг/м}^3$;

- теоретично необхідна кількість повітря для спалювання 1 кг палива $L_0 = 16,62 \text{ кг/кг}$;

- склад (% за об'ємом): $\text{CH}_4 = 98,9$; $\text{C}_2\text{H}_6 = 0,13$; $\text{C}_3\text{H}_8 = 0,01$; $\text{CO}_2 = 0,08$; $\text{N}_2 = 0,87$;

- фізична частота обертання ротора ГТУ $n_{\text{оф}} = 103,33 \text{ 1/с}$;

- фізична витрата повітря на вході до компресора $G_{\text{ок}} = 177 \text{ кг/с}$;

Вихідні дані розрахунку основних показників ГТУ на нерозрахунковому режимі:

Параметри зовнішнього повітря: $T_{\text{озп}} = 288 \text{ К}$, $P_{\text{озп}} = 0,1013 \text{ МПа}$.

Початкова температура газів на вході до газової турбіни $T_{\text{нт}} = 1373 \text{ К}$.

2.1. Визначення параметрів робочого тіла в осьовому компресорі

1. Питома наведена частота обертання ротора ГТУ:

$$\bar{n}_{\text{пр}} = \sqrt{\frac{T_{\text{оНВ}}}{T_{\text{нВ}}}} = \sqrt{\frac{288}{268}} = 1,0366.$$

2. Наведена частота обертання ротора ГТУ, 1/с.:

$$n_{\text{пр}} = n_{\text{оф}} \cdot \bar{n}_{\text{пр}} = 107,13.$$

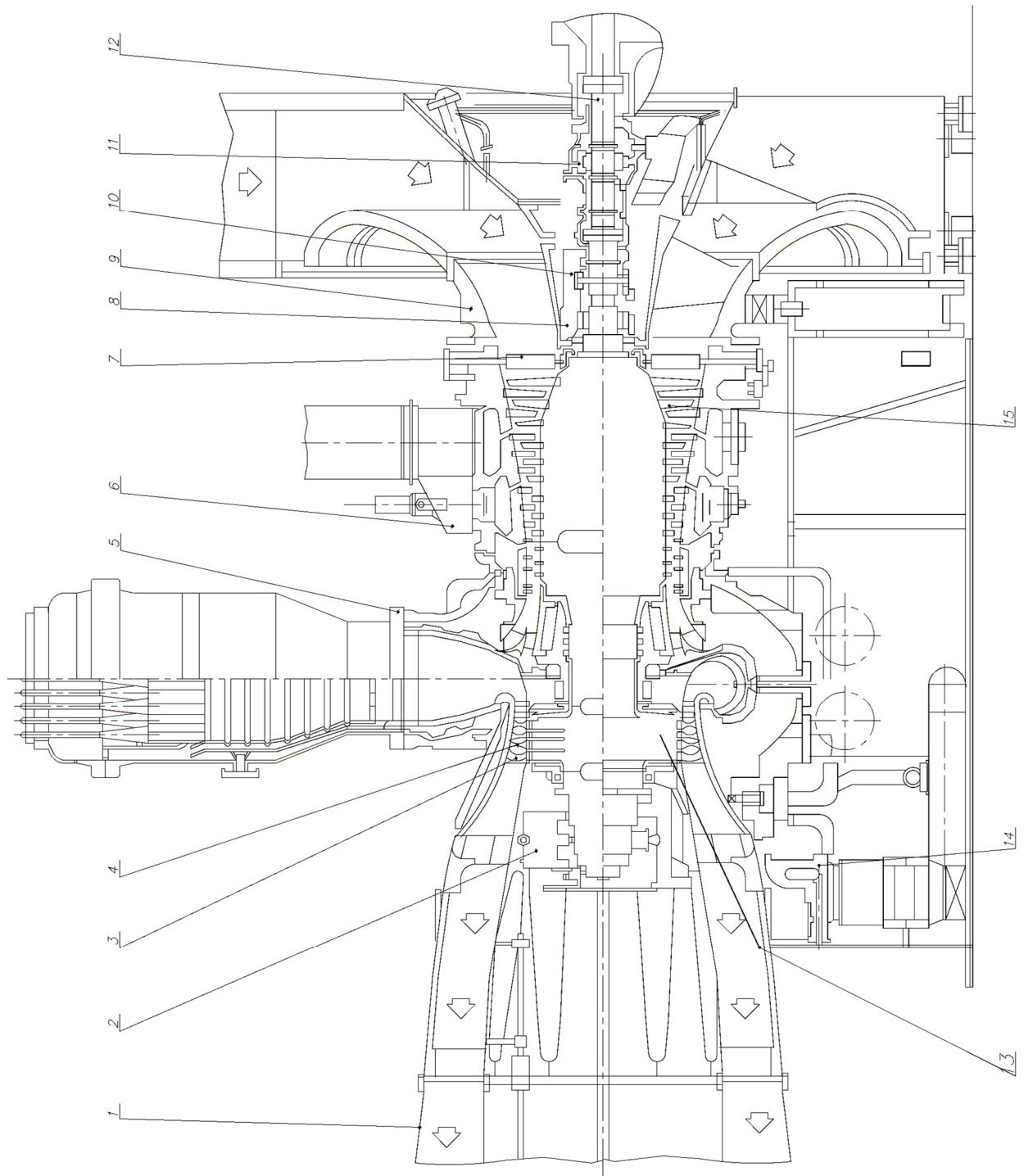


Рис. 2.1. Типова ГТУ-ТЕЦ:

- 1 – вихідний дифузор; 2, 8, 11 – опорний підшипник; 3 – робочі лопатки турбіни;
 4 – соплові лопатки турбіни; 5 – зовнішній корпус; 6 – скидний ковпак; 7 – вхідний
 напрямний апарат; 9 – вхідний патрубок компресора; 10 – упорний підшипник;
 12 – проміжний вал; 13 – заврний вал турбіни і компресора; 14 – опора турбіни;
 15 – робочі лопатки компресора

3. Приведені витрати повітря через компресор, кг/с:

$$G_{\text{пр}} = \bar{G}_{\text{пр}} \cdot G_{\text{ок}} = 1,017 \cdot 177 = 180,$$

де $\bar{G}_{\text{пр}} = 1,017$ (з конструктивних характеристик).

4. Ступінь підвищення тиску в компресорі

$$\pi_{\text{к}} = 15,7 \text{ (з конструктивних характеристик).}$$

5. Ізоентропічний ККД компресора: $\eta_{\text{к}} = 0,853$.

6. Тиск повітря на вході в проточну частину компресора, МПа:

$$P_{\text{нк}} = P_{\text{нв}} - P_{\text{квх}} = 0,1013 - 0,0011 = 0,1002.$$

Величину втрати тиску на вході в компресор $P_{\text{квх}}$ прийнято в інтервалі 0,0008...0,0013 МПа.

7. Фізична витрата повітря в компресорі на нерозрахунковому режимі, кг/с:

$$G_{\text{к}} = G_{\text{ок}} \cdot \bar{G}_{\text{пр}} \cdot n_{\text{пр}} \cdot \left(\frac{p_{\text{нк}}}{p_{\text{о нк}}} \right) = 177 \cdot 1,017 \cdot 1,0367 \cdot \left(\frac{0,1002}{0,1003} \right) = 186,6.$$

8. Питома робота стиснення повітря в компресорі і температура повітря за компресором. Розрахунок цих величин можна провести методом послідовних наближень за середньоарифметичної величини теплоємності:

У першому наближенні приймаємо $T_{\text{кк}} = 655,6 \text{ К}$.

9. Середньоінтегральна теплоємність повітря, кДж/(кг·К):

$$c_{ph} = 0,9956 + 92,99 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273).$$

Теплоємність повітря при $T_{\text{нв}}$ дорівнює $c_{ph\text{вх}} = 0,9951 \text{ кДж/(кг·К)}$.

Теплоємність повітря при $T_{\text{кк}}$ дорівнює $c_{ph\text{вих}} = 1,031 \text{ кДж/(кг·К)}$.

10. Середньоарифметична величина теплоємності в інтервалі температур $T_{\text{нв}} \div T_{\text{кк}}$:

$$c_{pm} = \frac{c_{ph\text{вх}} + c_{ph\text{вих}}}{2}, \quad c_{pm} = 1,013 \text{ кДж/(кг·К)}.$$

11. Питома робота стиснення повітря в компресорі, кДж/кг:

$$H_{\text{к}} = T_{\text{нв}} \cdot c_p \cdot \left(\pi^{\left(\frac{R_{\text{в}}}{c_{pm}} \right)} - 1 \right) = 268 \cdot 1,003 \cdot \left[15,7^{\left(\frac{0,287}{1,013} \right)} - 1 \right] = 327,4,$$

де $R_{\text{в}}$ - газова стала повітря $R_{\text{в}} = 0,287 \text{ кДж/(кг·К)}$

12. Температура повітря за компресором, К:

$$T_{\text{кк}} = T_{\text{нв}} \cdot \left[1 + \left(\frac{\left(\frac{R_{\text{в}}}{C_{\text{п.т}}} \right) - 1}{\eta_{\text{к}}} \right) \right] = 268 \cdot \left[1 + \frac{15,7 \left(\frac{0,287}{1,013} \right) - 1}{0,853} \right] = 650,7.$$

13. Тиск повітря за компресором, МПа:

$$p_{\text{кк}} = p_{\text{нк}} \cdot \pi_{\text{к}} = 0,1002 \cdot 15,7 = 1,573.$$

У тепловій схемі ГТУ передбачено охолодження більшості гарячих деталей газової турбіни повітрям, що відбирають з проточної частини компресора [8-9].

Охолоджуються як соплові, так і робочі лопатки проточної частини газової турбіни, елементи ротора і статора. Для цієї мети виконуються теплогідрравлічні розрахунки всіх елементів системи охолодження, в результаті чого визначають:

- необхідну кількість охолоджувального повітря;
- необхідну величину тиску повітря, що відбирається для охолодження з проточної частини компресора і направляється у відповідні елементи газової турбіни.

У розрахунку теплової схеми GT8C, на підставі заводських даних, приймається, що відбори повітря на охолодження здійснюють після п'ятого, дев'ятого та останнього дванадцятиступінчастого компресора (дали - ОК).

Користуючись цими даними, розраховано параметри повітря в точках відбору його з компресора [10-11].

а) за п'ятим ступенем компресора: $G_{\text{охл.5}} = 2,35$ кг/с;

$$\pi_5 = 7,6 - \text{заводські дані.}$$

Методом послідовних наближень, за аналогією з розрахунком всього компресора, визначено температуру за п'ятим ступенем ОК і питому роботу стиснення повітря:

Приймаємо в першому наближенні: $T_5 = 514,9$ К, $c_{\text{ph}5} = 1,018$ кДж/(кг·К).

Середньоарифметична величина теплоємності в інтервалі температур $T_{\text{нв}} \div T_5$, кДж/(кг·К):

$$c_{\text{pm}5} = (c_{\text{ph вх}} + c_{\text{ph 5}})/2, \quad c_{\text{ph 5}} = 1,007.$$

Питома робота стиснення повітря, кДж/кг:

$$H_5 = T_{\text{нв}} \cdot c_p \cdot \left(\pi_5^{\left(\frac{R_B}{c_{\text{pm}5}}\right)} - 1 \right) = 268 \cdot 1,003 \cdot \left(7,6^{\left(\frac{0,287}{1,007}\right)} - 1 \right) = 210,2$$

Температура повітря за п'ятим ступенем компресора, К:

$$T_5 = T_{\text{нв}} \cdot \left[1 + \left(\frac{\pi_5^{\left(\frac{R_B}{c_{\text{p.т.5}}}\right)} - 1}{\eta_k} \right) \right] = 268 \cdot \left[1 + \frac{7,6^{\left(\frac{0,287}{1,007}\right)} - 1}{0,853} \right] = 513,7.$$

б) за дев'ятим ступенем ОК: $G_{\text{охл.9}} = 5$ кг/с; $\pi_9 = 10,1$ – заводські дані.

Методом послідовних наближень, за аналогією з розрахунком всього компресора визначаємо температуру за дев'ятим ступенем ОК і питому роботу стиснення повітря:

Приймаємо в першому наближенні: $T_9 = 562,4$ К, $c_{\text{ph}9} = 1,022$ кДж/(кг·К).

Середньоарифметична величина теплоємності в інтервалі температур $T_{\text{нв}} \div T_9$, кДж/(кг·К):

$$c_{\text{pm}9} = (c_{\text{ph} \text{вх}} + c_{\text{ph}9})/2, \quad c_{\text{ph}9} = 1,009.$$

Питома робота стиснення повітря, кДж/кг:

$$H_9 = T_{\text{нв}} \cdot c_p \cdot \left(\pi_9^{\left(\frac{R_B}{c_{\text{pm}9}}\right)} - 1 \right) = 268 \cdot 1,003 \cdot \left(10,1^{\left(\frac{0,287}{1,009}\right)} - 1 \right) = 250,3.$$

Температура повітря за дев'ятим ступенем компресора, К:

$$T_9 = T_{\text{нв}} \cdot \left[1 + \left(\frac{\pi_9^{\left(\frac{R_B}{c_{\text{p.т.9}}}\right)} - 1}{\eta_k} \right) \right] = 268 \cdot \left[1 + \left(\frac{10,1^{\left(\frac{0,287}{1,009}\right)} - 1}{0,853} \right) \right] = 560,5.$$

в) за компресором: $G_{\text{охл.12}} = 20,5$ кг/с – заводські дані.

Отже, визначено величини: $\pi_{12} = 16,7$; $H_k = 327,4$ кДж/кг; $T_{\text{кк}} = 650,7$ К.

14. Витрата повітря за компресором, що надходить в камеру згоряння ГТУ, кг/с:

$$G_{\text{кс}} = G_k - (G_{\text{ут}} + G_{\text{охл.5}} + G_{\text{охл.9}} + G_{\text{охл.12}}), \quad G_{\text{кс}} = 157,8.$$

Величина втрат повітря з ущільнень ротора прийнято в інтервалі 0,3...0,5% від G_k , кг/с, а саме: $G_{\text{ут}} = 0,005 \cdot G_k = 0,95$.

Додатково визначено:

- кількість повітря, що надходить в камеру згоряння ГТУ:

$$g_{\text{КС}} = \frac{G_{\text{КС}}}{G_{\text{К}}} = \frac{157,8}{186,6} = 0,845.$$

- частина охолоджувального повітря:

$$g_{\text{ОХЛ}} = \frac{G_{\text{ОХЛ5}} + G_{\text{ОХЛ9}} + G_{\text{ОХЛ12}}}{G_{\text{К}}} = 0,149.$$

Внутрішня потужність, яка споживається компресором ГТУ, кВт:

$$N_{\text{ІК}} = \frac{G_{\text{КС}} \cdot H_{\text{К}} + G_{\text{ОХЛ5}} \cdot H_5 + G_{\text{ОХЛ9}} \cdot H_9 + G_{\text{ОХЛ12}} \cdot H_{12}}{\eta_{\text{К}}}, \quad N_{\text{ІК}} = 70481.$$

За величиною температури повітря за компресором визначено ентальпію повітря (Т_{кк}=650,7 К): Н_{кк}=389 кДж/кг.

2.2. Термодинамічний розрахунок основних параметрів камери згоряння ГТУ

Тепловий розрахунок камери згоряння передбачає визначення необхідної витрати палива $B_{\text{ГТ}}$, розрахункової величини надлишку повітря і ентальпії газів на вході в газову турбину. Ці величини пов'язані тепловим балансом камери згоряння. Стосовно до 1 кг палива, що спалюється запишемо [12]:

$$\alpha_{\text{КС}} \cdot L_{\text{О}} \cdot h_{\text{КК}} + 1 \cdot (Q_{\text{Н}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{КС}} + h_{\text{Пал}}) = (1 + \alpha_{\text{КС}} \cdot L_{\text{О}}) \cdot h_{\text{НТ}},$$

де $\eta_{\text{КС}}$ – ККД камери згоряння (коефіцієнт повноти згоряння палива), який зазвичай становить величину 0,96...0,99. Приймаємо $\eta_{\text{КС}} = 0,99$.

Ентальпію газу на вході в газову турбину знаходимо за величиною

$$T_{\text{НТ}} = 1373, \text{ кДж/кг.} \quad H_{\text{НТ}} = 1342.$$

Приймаємо температуру природного газу, що надходить в КС (можливий підігрів) $T_{\text{пр.Г}} = 5^{\circ}\text{C}$ ($c_{\text{пр.Г}} = 2,18 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}$), тоді ентальпія спалюваного природного газу, кДж/кг:

$$h_{\text{Пал}} = c_{\text{пр.Г}} \cdot t_{\text{пр.Г}} = 10,898.$$

Коефіцієнт надлишку повітря в камері згоряння визначаємо з рівняння теплового балансу: $\alpha_{\text{КС}} = 2,3$.

Витрату палива в камері згоряння ГТУ визначаємо з рівняння теплового балансу КС, кг/с:

$$B_{\text{ГТ}} = \frac{G_{\text{КС}} \cdot (h_{\text{НТ}} - h_{\text{КК}})}{Q_{\text{Н}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{КС}} + h_{\text{Пал}}} = \frac{157,8 \cdot (1342 - 389)}{43496 \cdot 0,99 + 10,898} = 3,399.$$

Відносна витрата палива:

$$g_{\text{ГТ}} = \frac{B_{\text{ГТ}}}{G_{\text{КС}}} = \frac{3,399}{157,8} = 0,021.$$

2.3. Визначення основних параметрів робочого тіла в газовій турбіні

Проточна частина сучасної газової турбіни зазвичай складається з трьох ступенів. При зменшенні їх кількості полегшується здійснення системи охолодження гарячих деталей, але зростає навантаження на кожну із ступенів [5, 13-14].

Витрата газів на вході $G_{\text{ГТ}}$ і їх початковий тиск $p_{\text{ГТ}}$ - величини змінні і залежать від режиму роботи ГТУ. Початкову температуру газів $T_{\text{ГТ}}$ в певних межах навантаження підтримують постійною за рахунок відповідної подачі палива паливними регулюючими клапанами. Необхідно обумовлювати умови її визначення і місце, де вона фіксована.

Температура потоку газів перед лопатками першого ступеня при $p_{\text{НВ}} = 0,1013$ МПа, $T_{\text{НВ}} = 288\text{К}$, $d_{\text{НВ}} = 60\%$.

На даному етапі розрахунку теплової схеми визначено параметри робочого тіла на вході і на виході з газової турбіни.

1. Втрати тиску газу на ділянці «компресор – камера згоряння – вхід в газову турбіну»:

$$\Delta p_{\text{к-ГТ}} = \Delta p_{\text{ок-ГТ}} \cdot \left[\frac{G_{\text{к}}}{G_{\text{о}}} \right]^2 \cdot \frac{T_{\text{кк}}}{T_{\text{окк}}} = 0,025 \cdot \left[\frac{186,6}{177} \right]^2 \cdot \frac{650,7}{709,7} = 0,0254 \text{ МПа.}$$

2. Тиск газів на вході в газову турбіну:

$$p_{\text{ГТ}} = p_{\text{кк}} - \Delta p_{\text{к-ГТ}} = 1,673 - 0,0254 = 1,6476 \text{ МПа.}$$

3. Витрата газу на вході в газову турбіну:

$$G_{\text{ГТ}} = G_{\text{КС}} + B_{\text{ГТ}} = 157,8 + 3,399 = 161,99 \text{ кг/с.}$$

4. Коефіцієнт опору вихлопних газів за ГТУ при її роботі в автономному режимі зазвичай становить $\xi_{\text{вих}} = 0,03 \dots 0,05$.

Стосовно GT8C: $\xi_{\text{вих}} = 0,03$ (заводські дані).

5. Тиск газів за ГТУ, МПа:

$$p_{\text{КТ}} = p_{\text{НВ}} \cdot (1 + \xi_{\text{вих}}). \quad p_{\text{КТ}} = 0,1013 \cdot (1 + 0,03) = 0,1043.$$

6. Степінь розширення газів в проточній частині ГТ:

$$\pi_{ГТ} = \frac{p_{нт}}{p_{кт}}, \quad \pi_{ГТ} = \frac{1,6476}{0,1043} = 16.$$

Потік робочого тіла через проточну частину ГТ можна умовно розділити на дві складові, які об'єднуються в одну сумарну витрату газу.

Перша складова – це газу, які з початковою температурою $T_{нт}$ розширюються в проточній частині до температури на виході $T_{кт}$.

Друга – охолоджувальне повітря, яке подається в турбіну з проточної частини компресора, потім скидається в потік газу і умовно охолоджується до температури $T_{кв}$.

У підсумку, змішання цих складових призводить до утворення сумарної витрати робочого тіла з температурою $T_{см}$.

7. Газова стала:

а) газова стала чистих продуктів згорання (ЧПС):

$$R_{чпс} = r_{CO_2} R_{CO_2} + r_{H_2O} R_{H_2O} + r_{N_2} R_{N_2},$$

де $R_{CO_2} = 0,1899$ кДж/(кг·К); $r_{CO_2} = 0,0936$; $R_{H_2O} = 0,4615$ кДж/(кг·К);
 $r_{H_2O} = 0,2016$; $R_{N_2} = 0,2968$ кДж/(кг·К); $r_{N_2} = 0,7048$.

Отже, $R_{чпс} = 0,32$ кДж/(кг · К).

б) частка повітря в потоці газів ГТ визначається відношенням кількості повітря, що не бере участь в процесі згорання до суми 1 кг палива та загальної кількості повітря, що надходять в камеру згорання ГТУ:

$$g_B = \frac{L_0 \cdot (\alpha_{кс} - 1)}{1 + \alpha_{кс} \cdot L_0} = \frac{16,62 \cdot (2,3 - 1)}{1 + 2,7 \cdot 16,62} = 0,551.$$

в) газова стала робочого тіла в ГТ, кДж/(кг·К):

$$R_{Г} = R_{чпс} \cdot (1 - g_B) + R_B \cdot g_B,$$

$$R_{Г} = 0,32 \cdot (1 - 0,604) + 0,287 \cdot 0,604 = 0,302.$$

8. Визначення середньоарифметичної величини теплоємності:

У першому наближенні приймаємо: $T_{кт} = 810,95$ К.

Середньоінтегральна теплоємність для різних компонентів продуктів згорання та повітря:

$$c_{ph(CO_2)} = 0,8298 + 377,56 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273),$$

$$c_{ph(H_2O)} = 1,8334 + 311,08 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273),$$

$$c_{ph(CO_2)} = 1,0241 + 88,55 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273),$$

$$c_{ph(CO_2)} = 0,9956 + 92,99 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273).$$

Середньоінтегральна теплоємність чистих продуктів згорання:

$$c_{ph \text{ чпс}} = r_{CO_2} c_{ph(CO_2)} + r_{H_2O} c_{ph(H_2O)} + r_{N_2} c_{ph(N_2)} = 1,24 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}).$$

Середньоінтегральна теплоємність газів (з урахуванням надлишку повітря):

$$c_{ph \Gamma} = c_{ph \text{ чпс}} \cdot (1 - g_B) + c_{ph(B)} \cdot g_B = 1,117 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}),$$

$$c_{ph \Gamma \text{ вх}} = 1,167 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

Середньоарифметична величина теплоємності газів в інтервалі температур $T_{HT} \div T_{KT}$:

$$c_{pm \Gamma} = (c_{pm \Gamma \text{ вх}} + c_{pm \Gamma \text{ вих}})/2 = 1,142 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}).$$

9. Температура газу за ГТ без урахування впливу охолоджуючого повітря, К:

$$T_{KT} = T_{HT} \cdot \left[1 - \left(1 - \pi^{\left(\frac{-R_{\Gamma}}{c_{pm \Gamma}} \right)_{\Gamma T}} \right) \cdot \eta_{\Gamma T} \right] = 1373 \cdot \left[1 - \left(1 - 16^{\frac{-0,2857}{1,142}} \right) \cdot 0,9083 \right] = 810,95$$

Для сучасних ГТУ значення КПД проточної частини ГТ знаходяться в межах $\eta_{\Gamma T} = 0,9 \dots 0,94$.

У розглянутому режимі приймаємо ККД проточної частини ГТ, користуючись заводськими даними: $\eta_{\Gamma T} = 0,9083$ [15].

10. Визначення теплоємності суміші газів і охолоджуючого повітря на вихлопі.

Відповідно до рекомендацій величина температури охолоджувального повітря в кінці проточної частини ГТ приймається в межах:

$$T_{KB} = (0,80 \dots 0,82) \cdot T_{KT}.$$

У даному випадку прийнято: $T_{KB} = 0,82 \cdot T_{KT} = 664,98 \text{ К}.$

Середньоінтегральна теплоємність повітря при цій температурі:

$$c_{ph \text{ в}} = 1,066 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}).$$

Теплоємність сумішів газів та охолоджуючого повітря на вихлопі ГТ визначена з рівняння змішування потоків газів, кДж/(кг·К):

$$c_{p\text{ см}} = \left(\frac{1+g_{\text{ГТ}}-g_{\text{охл}}}{1+g_{\text{ГТ}}} \right) \cdot c_{ph\text{ ГВИХ}} + \left(\frac{g_{\text{охл}}}{1+g_{\text{ГТ}}} \right) \cdot c_{ph\text{ В}},$$

$$c_{p\text{ см}} = \left(\frac{1+0,021-0,149}{1+0,021} \right) \cdot 1,117 + \left(\frac{0,149}{1+0,021} \right) \cdot 1,066 = 1,11.$$

11. Визначення температури суміші газів і охолоджувального повітря на виході ГТ.

Температуру суміші газів та охолоджувального повітря на виході ГТ визначаємо з рівняння потоків газу, К:

$$T_{\text{см}} = \left(\frac{1+g_{\text{ГТ}}-g_{\text{охл}}}{1+g_{\text{ГТ}}} \right) \cdot \left(\frac{c_{ph\text{ ГВИХ}}}{c_{p\text{ см}}} \right) \cdot T_{\text{КТ}} + \left(\frac{g_{\text{охл}}}{1+g_{\text{ГТ}}} \right) \cdot \left(\frac{c_{p\text{ В}}}{c_{p\text{ см}}} \right) \cdot T_{\text{КВ}}.$$

$$T_{\text{см}} = \left(\frac{1 + 0,021 + 0,149}{1 + 0,021} \right) \cdot \left(\frac{1,117}{1,11} \right) \cdot 810,95 + \left(\frac{0,149}{1 + 0,021} \right) \cdot \left(\frac{1,066}{1,11} \right) \cdot 664,98 = 790,98$$

12. Надлишок повітря в суміші газів за газовою турбіною:

$$\alpha_{\text{см}} = \frac{G_{\text{КС}} + (G_{\text{охл5}} + G_{\text{охл9}} + G_{12})}{B_{\text{ГТ}} \cdot L_0} = \frac{157,8 + (2,35 + 5 + 20,5)}{3,399 \cdot 16,62} = 2,7.$$

13. Вміст окислювача в суміші за ГТ, %:

$$O_{2\text{ см}} = \frac{21 \cdot (\alpha_{\text{см}} - 1)}{\alpha_{\text{см}}} = \frac{21 \cdot (2,7 - 1)}{2,7} = 13,2.$$

14. Визначення внутрішньої потужності ГТУ.

Внутрішня потужність ГТУ визначається на основі послідовного газодинамічного розрахунку ступенів її проточної частини з використанням відповідних методик. Фірми та організації виробника ГТУ користуються власними методиками, в яких враховані конструктивні особливості установки, матеріал лопаток і технологія їх виготовлення, система охолодження тощо.

У даному розрахунку внутрішня потужність ГТ визначена з використанням методу запропонованого заводом виробником [16]:

$$N_{i\text{ ГТ}} = \frac{N_{oi\text{ ГТ}} \cdot \left(\frac{p_{\text{НВ}}}{p_{\text{НК}}} \right) \cdot \left[1 - \left(\frac{p_{\text{НТ}}}{p_{\text{КТ}}} \right)^{\frac{-R_{\text{Г}}}{c_{p\text{ Г}}}} \right]}{1 - \left(\frac{p_{\text{ОНН}}}{p_{\text{ОКК}}} \right)^{\frac{-R_{\text{ГО}}}{c_{p\text{ ГО}}}}} = \frac{122785 \cdot \left(\frac{0,1013}{0,1002} \right) \cdot \left[1 - \left(\frac{1,6476}{0,1043} \right)^{\frac{-0,2997}{1,142}} \right]}{1 - \left(\frac{1,648}{0,1043} \right)^{\frac{-0,292}{1,185}}} = 129767 \text{ кВт.}$$

2.4. Розрахунок енергетичних показників ГТУ

1. Електрична потужність ГТУ:

$$N_{e \text{ ГТУ}} = \left(N_{iГ} \cdot \eta_{\text{МГТ}} - \frac{N_{iК}}{\eta_{\text{МК}}} \right) \cdot \eta_{eГ} = \left(129767 \cdot 0,995 - \frac{70481}{0,995} \right) \cdot 0,985 = 57400 \text{ кВт},$$

де механічні ККД: $\eta_{\text{МГТ}} = 0,995$, $\eta_{\text{МК}} = 0,995$;

ККД електрогенератора ГТУ: $\eta_{eГ} = 0,985$.

2. ККД ГТУ з виробництва електроенергії (брутто):

$$\eta_{eГТУ} = \frac{N_{eГТУ}}{B_{ГТ}(Q_H^P + h_{\text{пал}})} = \frac{57400}{3,399 \cdot (49193 + 10,989)} = 0,3432.$$

3. ККД ГТУ з виробництва електроенергії (нетто):

$$\eta_{eГТУ}^H = \eta_{eГТУ} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{пр}}) = 0,3432 \cdot (1 - 0,052) = 0,3253$$

4. Частка витрат електроенергії на власні потреби ГТУ:

$$\mathcal{E}_{\text{СН}} = \frac{N_{\text{СН}}}{N_{eГТУ}} = \frac{N_{\text{дк}} + N_{\text{пр}}}{N_{eГТУ}} = \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{дк}} + \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{пр}}, \quad \mathcal{E}_{\text{СН}} = 0,04 + 0,012 = 0,052.$$

2.5. Визначення енергетичних показників ТЕЦ

В принциповій тепловій схемі ГТУ-ТЕЦ вихлопні газы після ГТУ надходять в котел-утилізатор, в якому генерується технологічна пара та підігривається мережева вода.

В котлі-утилізаторі є дві групи поверхонь нагріву: перша, де генерується технологічна пара і друга, по ходу газів, для підігріву мережної води. Передбачено байпасний газохід регулювання теплового навантаження окремих частин КУ.

У схемі генерації технологічної пари є економайзер, випарний контур із примусовою циркуляцією робочого тіла з барабаном, а також паропідігривач.

Основна частина перегрітої пари надходить до споживача із заданими параметрами. Внаслідок зміни параметрів вихлопних газів ГТУ під дією різних факторів, змінюються параметри перегрітої пари за котлом-утилізатором. Тому, для регулювання параметрів пари, передбачено впорскування живильної води, відібраної за живильним насосом установки.

Деаератор живильної води (ДЖВ) забезпечує деаерацію і підігрів зворотного конденсату виробництва, а також додаткової води для компенсації внутрішніх та зовнішніх втрат. Він працює на парі КУ.

У другій частині котла-утилізатора встановлено газоводяний теплообмінник (ГВТО) для подальшого охолодження вихлопних газів ГТУ за рахунок підігріву мережевої води опалювальної системи. Передбачено насос рециркуляції (НРЦ) частини підігрітою в ГВТО мережевої води для стабілізації її температури на вході в КУ.

У схему мережевої установки ТЕЦ включено піковий підігрівач мережевої води (піковий бойлер), що працює на перегрітій парі КУ. Це покращує регульовальні характеристики ГТУ-ТЕЦ.

Вихідні дані:

- електрична потужність в автономному режимі $N_e^{авт} = 57400$ кВт;
- параметри вихлопних газів: витрата $G_{кт} = 189$ кг/с,
- температура $T_{кт} = 518^\circ\text{C}$;
- тиск $p_{кт} = 0,1043$ МПа;
- ентальпія $h_{кт} = 561$ кДж/кг;
- надлишок повітря $\alpha_{кт} = 2,7$;
- витрата палива $B_{гт} = 3,399$ кг/с.

Задані параметри технологічного пара на виході ГТУ–ТЭЦ:

$$p_{п} = 1,47 \text{ МПа}, \quad t_{п} = 350^\circ\text{C}.$$

Прийнятий тиск в деаераторі $p_d = 0,12$ МПа, параметри зворотного конденсату виробництва $t_{ок} = 100$ °С, $h_{ок} = 419$ кДж/кг, частка повернення конденсату $\alpha_{ок} = 0,9$, графік мережевої води споживача: $t_{гс} = 130$ °С, $t_{ос} = 55$ °С. Внутрішні і зовнішні втрати робочого тіла заповнюються з ХВО водою з температурою $t_{де} = 40$ °С. Природний газ надходить на ТЕЦ по двох незалежних газопроводах з тиском в магістралі $p_m = 0,5$ МПа при температурі $t_m = 40$ °С. Подача природного газу в камери згоряння ГТУ здійснюється за допомогою дотискного компресора газового розподільного пункту. Компресор приводиться в дію електродвигуном і має КПД $\eta_{дк} = 0,80$.

2.5.1. Тепловий розрахунок котла - утилізатора

Тепловий розрахунок котла-утилізатора виконано з використанням діаграми « $Q - t$ », що надана на рис. 2.2.

Розрахунок розпочинався із складання рівнянь теплових балансів парогенеруючої частини КУ і діаграми « $Q - t$ » для КУ [5, 13-17].

З цією метою прийнято з певним запасом тиск перегрітої пари і оцінено гідравлічний опір пароперегрівача $\Delta p_{пе}^Г = p_6 - p_{пе}$ МПа, що дозволило визначити температуру насичення в барабані КУ.

Був заданий температурний напір на "гарячому" наприкінці пароперегрівача $\Theta_{пе} = \Theta_{кт} - t_{пе} = 20 \dots 30^\circ\text{C}$.

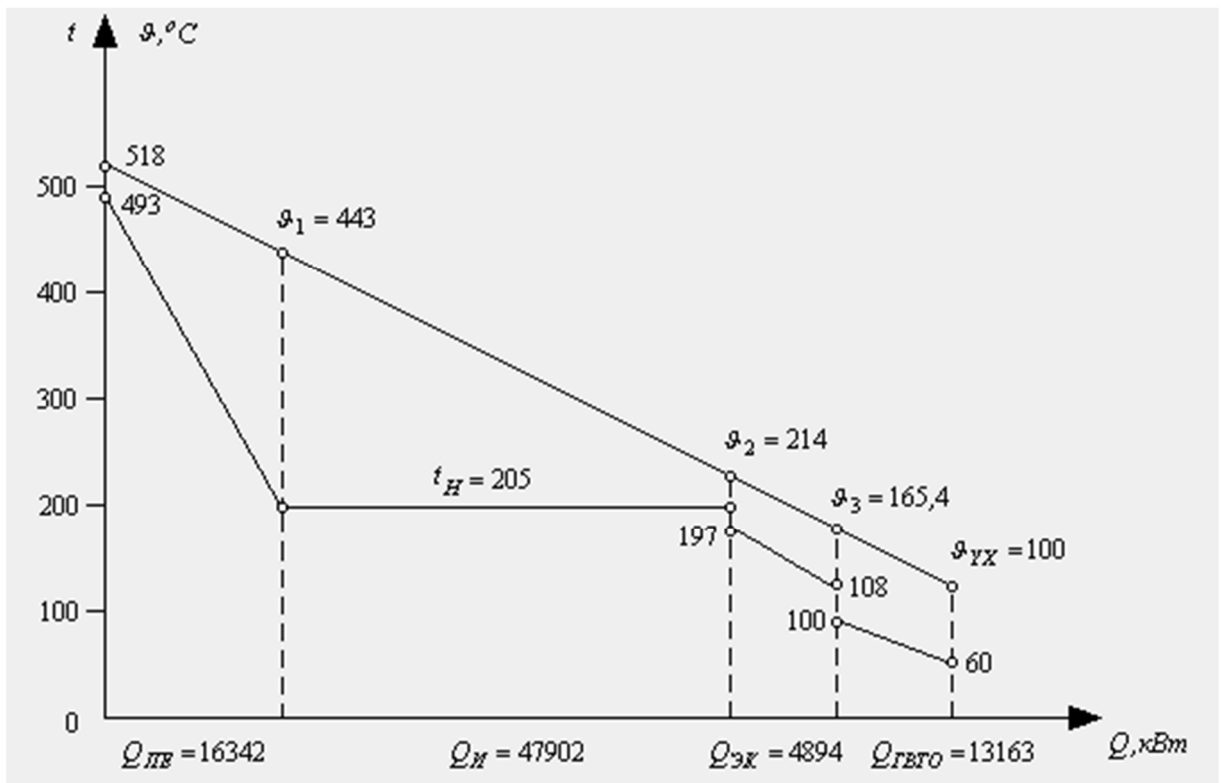


Рис. 2.2. Діаграма « $Q - t$ »

Температурним напором на «холодному» наприкінці випарника

$$\Theta_{и} = \theta_2 - t_{н}^6 = 8 \div 10^\circ\text{C},$$

а так само деяким запасом по температурі води за економайзером

$$\Delta t_{в} = t_{н}^6 - t'_{ек} = 8 \div 12^\circ\text{C} \quad (\text{захист від закипання рідини}).$$

Використані наступні рівняння теплового балансу:

$$G_{кт} \cdot (h_{кт} - h_1) \cdot \varphi = D_{пе} \cdot (h_{пе} - h'_6) = Q_{пе},$$

$$G_{\text{КТ}} \cdot (h_1 - h_2) \cdot \varphi = D_{\text{пе}} \cdot (h_6 - h'_{\text{ек}}) = Q_i,$$

$$G_{\text{КТ}} \cdot (h_2 - h_3) \cdot \varphi = D_{\text{пе}} \cdot (h'_{\text{ек}} - h_{\text{пн}}) = Q_{\text{ек}}.$$

Коефіцієнт збереження теплоти в КУ приймаємо $\varphi = 0,994 \dots 0,996$.

Продувкою води в барабані нехтуємо.

При вирішенні рівнянь була задано витрата генерованої перегрітої пари $D_{\text{пе}}$, так щоб забезпечувати прийнятні вище температурні напори. Контрольним є величина температури газу за економайзером $\theta_3 = t_{\text{пе}} + \Theta_3$.

Температурний напір приймаємо в межах $\Theta_3 = 30 \dots 40^\circ\text{C}$.

З теплового балансу змішувача уточнено величину вприскування $D_{\text{впр}}$, яка забезпечує задані параметри технологічної пари.

При розрахунку визначено:

$$D_{\text{пе}} = 24,5 \text{ кг/с}, \quad p_{\text{пе}} = 1,52 \text{ МПа}, \quad t_{\text{пе}} = 493 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$D_{\text{впр}} = 3,42 \text{ кг/с}, \quad p_6 = 1,72 \text{ МПа}, \quad t_6 = 204,9^\circ\text{C},$$

$$\Theta_{\text{пе}} = 28 \text{ }^\circ\text{C}, \quad \Theta_{\text{и}} = 9,1 \text{ }^\circ\text{C}, \quad t_{\text{пн}} = 108 \text{ }^\circ\text{C}, \quad t'_{\text{ек}} = 196,9^\circ\text{C}.$$

2.5.2. Тепловий розрахунок ГВТО

Розрахунок виконано з використанням рівняння теплового балансу:

$$G_{\text{КТ}} \cdot (h_{\text{пр}} - h_{\text{ух}}) \cdot \varphi = G_{\text{ГВТО}} \cdot (h_{\text{В}}^{\text{ВІХ}} - h_{\text{В}}^{\text{ВХ}}) = Q_{\text{ГВТО}}.$$

Температура мережевої води прийнята $t_{\text{В}}^{\text{ВХ}} = 60^\circ\text{C}$, $t_{\text{В}}^{\text{ВІХ}} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$, відповідно $h_{\text{В}}^{\text{ВХ}} = 252,2 \text{ кДж/кг}$, $h_{\text{В}}^{\text{ВІХ}} = 420,3 \text{ кДж/кг}$.

Визначаємо кількість рециркульованої води і загальну кількість води, що проходить через ГВТО:

$$G_{\text{ГВТО}} = G_{\text{св}} + G_{\text{рец}} = G_{\text{св}} \cdot \left(1 + \frac{h_{\text{В}}^{\text{ВХ}} - h_{\text{ос}}}{h_{\text{В}}^{\text{ВІХ}} - h_{\text{В}}^{\text{ВХ}}}\right).$$

Прийнято температуру відхідних газів за КУ $\theta_{\text{ух}} = 80 \div 100 \text{ }^\circ\text{C}$.

З рівняння теплового балансу розраховано витрату мережної води $G_{\text{св}}$.

У результаті розрахунку отримано:

$$\Theta_1 = 443,3 \text{ }^\circ\text{C}, \quad h_1 = 481,6 \text{ кДж/кг};$$

$$\Theta_2 = 213,6 \text{ }^\circ\text{C}, \quad h_2 = 226,8 \text{ кДж/кг};$$

$$\Theta_3 = 165,4 \text{ }^\circ\text{C}, \quad h_3 = 174,8 \text{ кДж/кг};$$

$$\Theta_{\text{ух}} = 100 \text{ }^\circ\text{C}, \quad h_{\text{ух}} = 105,1 \text{ кДж/кг};$$

$$G_{\text{св}} = 69,25 \text{ кг/с}, \quad h_{\text{ос}} = 230,6 \text{ кДж/кг}.$$

2.5.3. Тепловий баланс пікового мережевого підігрівача

Складено рівняння теплового балансу пікового мережевого підігрівача:

$$G_{ce} \cdot (h_{nc} - h_B^{вих}) = D_{пе} \cdot (h_{пе} - h_{др}) \cdot \eta.$$

У розрахунку прийнято: $t_{др}=100^\circ\text{C}$, $\eta=0,998$ і визначено:

$$D_{пб} = 2,87 \text{ кг/с}, h_{nc} = 546 \text{ кДж/кг}.$$

2.5.4. Тепловий розрахунок деаератора живильної води

Матеріальний баланс деаератора (продувкою барабана КУ нехтуємо):

$$D_{пе} + D_{впр} = D_{п}^д + D_{ок} + D_{де} + D_{пб},$$

$$D_{ок} = 0,9 \cdot D_{пе} \text{ і } D_{де} = 0,1 \cdot D_{п}.$$

Тепловий баланс деаератора:

$$(D_{пе} + D_{впр}) \cdot h_B^д = D_{п}^д \cdot h_{пе} + D_{ок} \cdot h_{ок} + D_{де} \cdot h_{де} + D_{пб} \cdot h_{др}.$$

На розрахунковому режимі визначено:

$$D_{п}^д = 0,38 \text{ кг/с}, D_{ок} = 22,21 \text{ кг/с}, D_{ок} = 22,21 \text{ кг/с}, D_{де} = 2,47 \text{ кг/с}.$$

У підсумку визначено кількість теплоти, що відпускається на ГТУ-ТЕЦ зовнішнім споживачам:

- с технологічною парою: $Q_{п} = D_{п} \cdot h_{п} - D_{ок} \cdot h_{ок} = 67090 \text{ кВт};$

- з мережною водою: $Q_{п} = G_{св} \cdot (h_{nc} - h_{oc}) = 21839 \text{ кВт}.$

2.5.5. Конструкторський розрахунок котла - утилізатора

Котел-утилізатор горизонтального компонування [5].

Використана стандартна секція поверхні нагрівання з оребренними трубами.

Складено рівняння теплопередачі поверхонь нагріву КУ, для яких раніше визначено кількості теплоти за тепловим балансом:

$$Q_{пе} = k_{пе} \cdot F_{пе} \cdot \Delta t_{српе}^{лог},$$

$$Q_{и} = k_{и} \cdot F_{и} \cdot \Delta t_{сри}^{лог},$$

$$Q_{эк} = k_{эк} \cdot F_{эк} \cdot \Delta t_{срэк}^{лог},$$

$$Q_{гвто} = k_{гвто} \cdot F_{гвто} \cdot \Delta t_{сргвто}^{лог}.$$

У результаті розрахунку визначено:

$$k_{\text{п}}=30 \text{ Вт/м}^2\text{град, } \Delta t_{\text{српе}}^{\text{лог}} = 98,2^\circ\text{C}; \quad k_{\text{эк}}=40 \text{ Вт/м}^2\text{град, } \Delta t_{\text{срэк}}^{\text{лог}} = 33,3^\circ\text{C};$$

$$k_{\text{и}}=40 \text{ Вт/м}^2\text{град, } \Delta t_{\text{сри}}^{\text{лог}} = 83,9^\circ\text{C}; \quad k_{\text{гвго}}=40 \text{ Вт/м}^2\text{град, } \Delta t_{\text{сргвго}}^{\text{лог}} = 51,7^\circ\text{C}.$$

Число стандартних секцій водному ряду КУ по ходу газу $b=4$, отже, розраховано поверхню нагріву стандартної секції

$$(d_{\text{н}}=30 \text{ мм; } h_{\text{реб}}=11 \text{ мм; } b_{\text{реб}}=7 \text{ мм; } \delta_{\text{реб}}= 2 \text{ мм}). \quad \text{Тому } F_{\text{сек}}= 647,5 \text{ м}^2.$$

Відповідно до конструктивної схеми справедливим є співвідношення:

$$F=b \cdot z \cdot F_{\text{сек}},$$

де z – число рядів секцій по ходу газів відповідної поверхні нагрівання.

У результаті розрахунку визначено:

$$\begin{array}{lll} F_{\text{пе}} = 5180 \text{ м}^2, & z_{\text{пе}} = 2, & b_{\text{пе}} = 4; \\ F_{\text{и}} = 15540 \text{ м}^2, & z_{\text{и}} = 6, & b_{\text{и}} = 4; \\ F_{\text{ек}} = 2590 \text{ м}^2, & z_{\text{ек}} = 1, & b_{\text{ек}} = 4; \\ F_{\text{гвго}} = 7770 \text{ м}^2, & z_{\text{гвго}} = 3, & b_{\text{гвго}} = 4. \end{array}$$

$$\text{Сумарна поверхня КУ:} \quad F_{\text{ку}}= 31080 \text{ м}^2.$$

$$\text{Число рядів секцій по ходу газів:} \quad z_{\text{ку}}=12.$$

2.5.6. Аеродинамічний розрахунок котла – утилізатора

Розрахунок виконано з метою визначення аеродинамічного опору КУ та впливу його на потужність ГТУ в режимі її роботи в схемі ГТУ-ТЕЦ.

1. Площа вільного перетину для проходу газів ГТУ через КУ, м^2 :

$$F_{\text{св}} = L_{\text{тр}} \cdot b_{\text{ку}} \cdot \left[1 - \left(1 + \frac{2 \cdot h_{\text{реб}} \cdot \delta_{\text{реб}}}{b_{\text{реб}} \cdot d_{\text{н}}} \right) \cdot \frac{1}{\gamma_1} \right] = 58,79,$$

де $b_{\text{ку}}$ – ширина газоходу КУ в розрахунковому перерізі,

$$\gamma_1 = S_1/d_{\text{н}}, \quad S_1=72 \text{ мм}, \quad S_2=85 \text{ мм}.$$

2. Швидкість газів, м/с :

$$W_{\text{г}} = G_{\text{кт}} / (F_{\text{св}} \cdot \rho_{\text{г}}), \quad W_{\text{г}} = 189 / (58,79 \cdot 0,723) = 4,45.$$

3. Аеродинамічний опір першого ряду секцій, Па :

$$\Delta p_1 = \xi \cdot \frac{W_{\text{г}}^2 \cdot \rho_{\text{г}}}{2} = 158.$$

4. Аеродинамічний опір КУ ($z_{\text{ку}}=12$), Па :

$$\Delta p_{\text{кв}} = \sum_1^{12} \Delta p_i = 2008.$$

5. Коефіцієнт зменшення електричної потужності ГТУ:

$$K_N = 1 - 0,55 \cdot \frac{\Delta p_{\text{кв}}}{p_{\text{атм}}} = 1 - 0,55 \cdot \frac{0,002}{0,1} = 0,989.$$

6. Електрична потужність ГТУ при її роботі в схемі ГТУ–ТЭЦ, кВт:

$$N_3^{\Gamma} = K_N \cdot N_3^{\text{Гавт}} = 0,989 \cdot 57400 = 56769.$$

2.5.7. Визначення енергетичних показників ГТУ–ТЕЦ

1. Частка теплоти, віднесена на зовнішнього споживача:

$$\beta_T = \frac{Q_{\text{п}} + Q_{\text{т}}}{Q_{\text{с}}} = \frac{67090 + 21839}{3,399 \cdot 43496} = 0,5318.$$

2. Частка палива, віднесена на виробництво електричної енергії:

«Фізичний» метод:

$$[B_T^{\text{э}}/B_{\text{ГТ}}]^{(\text{ф})} = 1 - \frac{\beta_T}{\eta_{\text{пот}}} = 1 - \frac{0,5318}{0,99} = 0,4628;$$

«Пропорційний» метод:

$$[B_T^{\text{э}}/B_{\text{ГТ}}]^{(\text{п})} = \frac{K_N \cdot \eta_{\text{т}}^{\text{разд}}}{K_N \cdot \eta_{\text{т}}^{\text{разд}} + \beta_T} = \frac{0,989 \cdot 0,88}{0,989 \cdot 0,88 + 0,5318} = 0,6207,$$

де $\eta_{\text{т}}^{\text{разд}} = \eta_{\text{кот}} = 0,88$ - ККД котельні для відпуску теплоти.

3. Частка палива, віднесена на виробництво та відпуск теплової енергії:

$$[B_T^{\text{э}}/B_{\text{ГТ}}]^{(\text{ф})} = \frac{\beta_T}{\eta_{\text{пот}}} = \frac{0,5318}{0,99} = 0,5372;$$

$$[B_T^{\text{э}}/B_{\text{ГТ}}]^{(\text{п})} = \frac{\beta_T}{K_N \cdot \eta_{\text{кот}} + \beta_T} = \frac{0,5318}{0,989 \cdot 0,88 + 0,5318} = 0,3793.$$

4. КПД ГТУ – ТЭЦ з виробництва електроенергії:

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ-тец}(\text{ф})} = \frac{K_N}{1 - \beta_T/\eta_{\text{пот}}} \cdot \eta_{\text{э}}^{\text{Гавт}} = \frac{0,989}{1 - 0,5318/0,99} \cdot 0,3433 = 0,7336;$$

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ-тец}(\text{ф})} = K_N \cdot \eta_{\text{э}}^{\text{Гавт}} + \bar{\eta} \cdot \beta_T = 0,989 \cdot 0,3433 + \frac{0,3433}{0,88} \cdot 0,5318 = 0,547,$$

де $\bar{\eta} = \eta_{\text{э}}^{\text{Гавт}}/\eta_{\text{кот}}$ - співвідношення ККД при роздільному виробництві електричної і теплової енергії.

5. Витрата електроенергії на привід дотискати компресора природного газу:

- необхідний тиск перед камерами згоряння ГТУ, МПа:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{кк}}^{\text{макс}} \cdot (1,3 \div 1,5),$$

$$P_{\Gamma} = 2,0 \cdot 1,4 = 2,8.$$

- потужність електроприводу дотискати компресора, МВт:

$$N_{\text{п.дк}} = \frac{B_{\Gamma\Gamma} \cdot H_{\text{сж}}}{\eta_{\text{к}} \cdot \eta_{\text{эл}}} \cdot 10^{-3} = \frac{3,399 \cdot 521,9}{0,84 \cdot 0,93} \cdot 10^{-3} = 2,271.$$

6. Витрата електроенергії на власні потреби ГТУ–ТЭЦ, МВт:

$$N_{\text{э}}^{\text{сн}} = N_{\text{п.дк}} + N_{\text{э}}^{\text{пр}} = 2,271 + 0,78 = 3,051.$$

7. Частка витрат електроенергії на власні потреби:

$$\text{э}_{\text{сн}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{сн}}}{N_{\text{э}}^{\Gamma}} = \frac{3051}{56769} = 0,054.$$

8. КПД ГТУ–ТЭЦ з виробництва електроенергії (нетто):

$$\eta_{\text{э}}^{\text{гту-тец(ф)н}} = \eta_{\text{э}}^{\text{гту-тец(ф)}} \cdot (1 - \text{э}_{\text{сн}}) = 0,7336 \cdot (1 - 0,054) = 0,694;$$

$$\eta_{\text{э}}^{\text{гту-тец(п)н}} = \eta_{\text{э}}^{\text{гту-тец(п)}} \cdot (1 - \text{э}_{\text{сн}}) = 0,547 \cdot (1 - 0,054) = 0,517.$$

9. Питома витрата умовного палива (нетто) на виробництво електроенергії, г/(кВт·г):

$$b_{\text{ун}}^{\text{э(ф)}} = \frac{122,8}{\eta_{\text{э}}^{\text{гту-тец(ф)н}}} = \frac{122,8}{0,694} = 176,9;$$

$$b_{\text{ун}}^{\text{э(п)}} = \frac{122,8}{\eta_{\text{э}}^{\text{гту-тец(п)н}}} = \frac{122,8}{0,517} = 237,5.$$

10. Коефіцієнт використання теплоти згорання палива (повний КПД ГТУ–ТЭЦ):

$$\eta_{\text{п}}^{\text{гту-тец}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{п}} + Q_{\text{п}} + Q_{\text{т}}}{Q_{\text{с}}^{\Gamma}} = K_{\text{N}} \cdot \eta_{\text{э}}^{\text{гавт}} + \beta_{\text{т}} = 0,989 \cdot 0,3433 + 0,5318 = 0,8713.$$

2.6. Розрахунок енергетичних показників роботи ТЕЦ

1. Річне виробництво електроенергії ТЕЦ, млн.кВт·г:

$$\text{э}_{\text{в}} = N_{\text{y}} \cdot h_{\text{y}} = 565 \cdot 7000 = 3960 \text{ млн. кВт} \cdot \text{г},$$

у тому числі від трьох блоків ГТУ:

$$\text{э}_{\text{в}} = N_{\text{y}} \cdot h_{\text{y}} = 171 \cdot 8300 = 1420 \text{ млн. кВт} \cdot \text{г}.$$

2. Відпуск теплової енергії з колекторів ТЕЦ:

$$Q_{\text{отп}}^{\Gamma} = 40400 \text{ тис. ГДж},$$

у тому числі від трьох блоків ГТУ:

$$Q_{\text{отп}}^{\Gamma} = 6788 \text{ тис. ГДж}.$$

3. Річна витрата електроенергії на власні потреби ТЕЦ:

$$\mathcal{E}_{\text{CH}} = (K_{\text{CH}}/100) \cdot \mathcal{E}_{\text{B}} = (10/100) \cdot 3960 = 396 \text{ млн. кВт} \cdot \text{г},$$

де $K_{\text{CH}} = 10\%$ - питома витрата електроенергії на власні потреби.

4. Річна витрата електроенергії на власні потреби, віднесений на відпуску теплоти:

$$\mathcal{E}_{\text{CH}}^{\text{T}} = \bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}}^{\text{T}} \cdot Q_{\text{отп}}^{\text{Г}} = 6,4 \cdot 40400 = 258 \text{ млн. кВт} \cdot \text{г},$$

де $\bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}}^{\text{T}} = 6,3 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{г}}{\text{ГДж}}$ - питома витрата електроенергії на власні потреби з відпуску теплоти.

5. Річна витрата електроенергії на власні потреби, що припадає на вироблення електроенергії:

$$\mathcal{E}_{\text{CH}}^{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{\text{CH}} - \mathcal{E}_{\text{CH}}^{\text{T}} = 396 - 258 = 138 \text{ млн. кВт} \cdot \text{рік}.$$

2. Питома витрата електроенергії на власні потреби з виробництва електроенергії:

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}}^{\mathcal{E}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{CH}}^{\mathcal{E}}}{\mathcal{E}_{\text{B}}} \cdot 100\% = \frac{138}{3960} \cdot 100\% = 3,5\%.$$

3. Відпуск електроенергії з шин ТЕЦ:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{B}} - \mathcal{E}_{\text{CH}} = 3960 - 396 = 3564 \text{ млн. кВт} \cdot \text{рік}.$$

4. Річна витрата електроенергії на власні потреби ТЕЦ:

$$\mathcal{E}_{\text{CH}}^{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{\text{CH}} - \mathcal{E}_{\text{CH}}^{\text{T}} = 396 - 258 = 138 \cdot (4,9/100) \cdot 3960 = 70 \text{ млн. кВт} \cdot \text{рік}$$

$K_{\text{CH}} = 4,9\%$ - питома витрата електроенергії на власні потреби.

5. Річна витрата електроенергії на власні потреби, віднесений на відпуску теплоти:

$$\mathcal{E}_{\text{CH}}^{\text{T}} = \bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}}^{\text{T}} \cdot Q_{\text{отп}}^{\text{Г}} = 4,8 \cdot 6788 = 32,4 \text{ млн. кВт} \cdot \text{рік},$$

де $\bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}}^{\text{T}} = 4,8 \text{ кВт} \cdot \text{г}/\text{ГДж}$ - питома витрата електроенергії на власні потреби з відпуску теплоти.

6. Річна витрата електроенергії на власні потреби, що припадає на вироблення електроенергії:

$$\mathcal{E}_{\text{CH}}^{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{\text{CH}} - \mathcal{E}_{\text{CH}}^{\text{T}} = 70 - 32,4 = 37,6 \text{ млн. кВт} \cdot \text{рік}.$$

7. Питома витрата електроенергії на власні потреби з виробництва електроенергії:

$$\bar{\Xi}_{\text{сн}}^{\Xi} = \frac{\Xi_{\text{сн}}^{\Xi}}{\Xi_{\text{в}}} \cdot 100\% = \frac{37,6}{1420} \cdot 100\% = 2,6\%.$$

8. Відпуск електроенергії з шин ТЕЦ:

$$\Xi_{\text{отп}} = \Xi_{\text{в}} - \Xi_{\text{сн}} = 1420 - 70 = 1350 \text{ млн. кВт} \cdot \text{рік}.$$

2.6.1. Розрахунок річної витрати умовного палива по ТЕЦ в цілому

1. Річна витрата умовного палива на турбіни ПТ-60-130/13:

$$B_y = (4 \cdot n_{\text{т}} \cdot h_{\text{р}} + 0,065 \cdot D_{\text{п}}^{\Gamma} + 0,0153 \cdot Q_{\text{от}}^{\Gamma} + 0,325 \cdot \Xi_{\text{в}}) \cdot K_{\text{попр}} =$$

$$= (4 \cdot 4 \cdot 7200 + 0,065 \cdot 2800 \cdot 10^3 + 0,0153 \cdot 6940 \cdot 10^3 + 0,325 \cdot 1400 \cdot 10^3) \cdot 0,96 = 974 \text{ тис.}$$

де $K_{\text{попр}}=0,96$ поправний коефіцієнт при роботі ТЕЦ на газі;

$D_{\text{п}}^{\Gamma}$ - річна витрата пари виробничих відборів турбін.

$$D_{\text{п}}^{\Gamma} = D_{\text{п}}^{\text{ч}} \cdot h_{\text{р}} = 400 \cdot 7000 = 2800 \text{ тис};$$

$D_{\text{п}}^{\text{ч}}$ - сумарнай годинна відпустка пари на виробництво.

$$D_{\text{п}}^{\text{ч}} = 400 \text{ т/г};$$

$h_{\text{р}}$ - число годин використання протягом року виробничого навантаження,

$$h_{\text{р}} = 6800 \text{ г};$$

$Q_{\text{п}}^{\Gamma}$ - річна відпустка теплоти для виробничих цілей,

$$Q_{\text{п}}^{\Gamma} = D_{\text{п}}^{\Gamma} \cdot \Delta i = 2800 \cdot 2,6 = 7280 \text{ тис. ГДж};$$

$Q_{\text{от}}^{\Gamma}$ - річна відпустка теплоти з опалювальних відборів турбін,

$$Q_{\text{от}}^{\Gamma} = Q_{\text{от}}^{\text{ч}} \cdot h_{\text{от}} = 1246 \cdot 5570 = 6940 \text{ тис. ГДж};$$

$Q_{\text{от}}^{\text{ч}}$ - сумарна годинна відпустка теплоти з опалювальних відборів турбін,

$$Q_{\text{от}}^{\text{ч}} = 1246 \text{ ГДж/г};$$

$h_{\text{от}}$ - число годин використання протягом року опалювальної навантаження відборів,

$$h_{\text{от}}=5570 \text{ г}.$$

2. Річна витрата умовного палива на турбіни ПТ-25-90:

Загальна витрата тепла на турбіни:

$$Q_{\text{турб}} = (6 \div 8) + 2,25 \cdot N_{\text{з}} - 1,37 \cdot N_{\text{т}} + \sum Q_{\text{т}} =$$

$$= 2 \cdot 7 \cdot 8000 + 2,25 \cdot 265 \cdot 10^3 - 1,37 \cdot 393 \cdot 10^3 + 1096 \cdot 10^3 = 5304 \text{ тис. ГДжде}$$

$$\sum Q_{\text{т}} = Q_{\text{п}}^{\Gamma} + Q_{\text{от}}^{\Gamma} = 662 + 454 = 1096 \text{ тис. ГДж};$$

$$N_T = 0,265 \cdot Q_{\Pi}^{\Gamma} + 0,48 \cdot Q_{\text{от}}^{\Gamma} = 0,265 \cdot 662 + 0,48 \cdot 454 = 393 \text{ тис. МВт} N_3 =$$

$$N_y \cdot h_y = 2 \cdot 25 \cdot 7000 = 265 \text{ тис. МВт} \cdot \text{год.}$$

Річний відпуск теплоти для виробничих цілей:

$$Q_{\Pi}^{\Gamma} = Q_{\Pi}^{\text{ч}} \cdot h_{\Pi} = 2 \cdot 0,9 \cdot 46 \cdot 8000 = 2773,78 \text{ тис. ГДж.}$$

Сумарна годинна відпуска теплоти з виробничих відборів турбін:

$$Q_{\Pi}^{\text{ч}} = 192,74 \text{ ГДж/год.}$$

Число годин використання протягом року виробничого навантаження:

$$h_{\Pi} = 8000 \text{ год.}$$

Річний відпуск теплоти з опалювальних відборів турбін:

$$Q_{\text{от}}^{\Gamma} = Q_{\text{от}}^{\text{ч}} \cdot h_{\text{от}} = 2 \cdot 0,9 \cdot 192,74 \cdot 8000 = 1902,26 \text{ тис. ГДж.}$$

Сумарний відпуск теплоти з опалювальних відборів турбін за годину:

$$Q_{\text{от}}^{\text{ч}} = 263,97 \text{ ГДж/год.}$$

Число годин використання протягом року опалювальної навантаження відборів:

$$h_{\text{от}} = 8000 \text{ год.}$$

Річна витрата палива на турбіни:

$$B_y = \left(\frac{Q_{\text{турб}}}{7 \cdot \eta_T} \right) \cdot K_{\text{попр}} = \left(\frac{1266 \cdot 10^3}{7 \cdot 0,92} \right) \cdot 0,96 = 154 \text{ тис. т. ум.}$$

де $K_{\text{попр}} = 0,96$ поправний коефіцієнт при роботі ТЕЦ на газі.

3. Річна витрата умовного палива на турбіни Р-50-130 /13 і Р-25-90:

Загальна витрата тепла на турбіну Р-50-130/13:

$$Q_{\text{турб}} = 0,9 + 0,87 \cdot N_T + Q_{\Pi}^{\Gamma} = 0,9 \cdot 8000 + 0,87 \cdot 350 \cdot 10^3 + 1555 \cdot 10^3$$

$$= 7822 \text{ тис. ГДж}$$

Річний відпуск теплоти для виробничих цілей:

$$Q_{\Pi}^{\Gamma} = Q_{\Pi}^{\text{ч}} \cdot h_{\Pi} = 0,9 \cdot 905,04 \cdot 8000 = 416988,8 \text{ тис. ГДж.}$$

Сумарний годинний відпуск теплоти з виробничих відборів турбін:

$$Q_{\Pi}^{\text{ч}} = 905,04 \text{ ГДж/год.}$$

Число годин використання протягом року виробничого навантаження:

$$h_{\Pi} = 8000 \text{ год.}$$

Загальна витрата тепла на турбіни Р-25-90:

$$Q_{\text{турб}} = 0,65 + 0,88 \cdot N_T + Q_{\Pi}^{\Gamma} = 3 \cdot 0,65 \cdot 8000 + 0,88 \cdot 525 \cdot 10^3 + 2203 \cdot 10^3 \\ = 11987 \text{ тис. ГДж}$$

Річний відпуск теплоти для виробничих цілей:

$$Q_{\Pi}^{\Gamma} = Q_{\Pi}^{\text{ч}} \cdot h_{\Pi} = (3 \cdot 0,9 \cdot 102 \cdot 8000) \cdot 4,19 = 9230,57 \text{ тис. ГДж.}$$

Сумарний годинний відпуск теплоти з виробничих відборів турбін:

$$Q_{\Pi}^{\text{ч}} = 427,38 \text{ ГДж/год.}$$

Число годин використання протягом року виробничого навантаження:

$$h_{\Pi} = 8000 \text{ год.}$$

Загальна витрата тепла на турбіни Р-50-130/13 и Р-25-90:

$$Q_{\text{турб}} = (1867 + 2681) \cdot 4,19 = 19056,12 \text{ тис. ГДж.}$$

Річна витрата палива на турбіни Р-50-130/13 и Р-25-90:

$$B_y = \left(\frac{Q_{\text{турб}}}{7 \cdot \eta_T} \right) \cdot K_{\text{попр}} = \left(\frac{4548 \cdot 10^3}{7 \cdot 0,92} \right) \cdot 0,96 = 781 \text{ тис. т. ум.}$$

де $K_{\text{попр}} = 0,96$ поправний коефіцієнт при роботі ТЕЦ на газі.

4. Річна витрата умовного палива ГТУ:

$$B_y^{\text{ГТУ}} = 487 \text{ тис.}$$

5. Загальний річний витрата умовного палива по ТЕЦ:

$$B_y = 974 + 781 + 154 + 487 = 2396 \text{ тис. т. ум.}$$

2.6.2. Розрахунок питомих витрат палива на відпуск електроенергії та теплоти

1. Річна витрата умовного палива на відпуск теплоти без обліку витрати електроенергії на власні потреби:

$$B_y^{\Gamma'} = \left(\frac{Q_{\text{отп}}^{\Gamma}}{7 \cdot \eta_K} \right) = \left(\frac{9650 \cdot 10^3}{7 \cdot \eta_K} \right) = \left(\frac{9650 \cdot 10^3}{7 \cdot 0,92} \right) = 1597 \text{ тис. т. ум,}$$

де значення ККД котла η_K знаходиться в межах 0,9...0,94.

2. Річна витрата умовного палива на відпуск електроенергії:

$$B_y^{\text{э}} = B_y - B_y^{\Gamma'} = 2396 - 1597 = 799 \text{ тис. т. ум.}$$

3. Річна витрата умовного палива на відпуск теплоти з урахуванням електроенергії на власні потреби, віднесеної на відпуск теплоти:

$$B_y^{\Gamma} = B_y^{\Gamma'} + B_{\text{отп}}^{\text{э}} \cdot \text{Э}_{\text{CH}}^{\Gamma} = 1597 + 209 \cdot 10^{-6} \cdot 258 \cdot 10^3 = 1651 \text{ тис.}$$

де
$$B_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{B_{\text{у}}^{\text{э}}}{\text{э}_{\text{в}} + \text{э}_{\text{сн}}} = \frac{745 \cdot 10^9}{(3960 - 138) \cdot 10^6} = 209 \text{ кгум/кВт} \cdot \text{год.}$$

4. Річна витрата умовного палива на відпуск електроенергії з урахуванням власних потреб, що припадають на виробництво електроенергії:

$$B_{\text{у}}^{\text{э}} = B_{\text{у}} - B_{\text{у}}^{\text{т}} = 2396 - 1651 = 745 \text{ тис. т. ум.}$$

5. Питома витрата умовного палива на відпуск електроенергії:

$$B_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{B_{\text{у}}^{\text{э}}}{\text{э}_{\text{отп}}} = \frac{745}{3564} = 209 \text{ кгум/кВт} \cdot \text{г.}$$

6. Питома витрата умовного палива на відпуск теплоти:

$$B_{\text{отп}}^{\text{т}} = \frac{B_{\text{у}}^{\text{т}} \cdot 10^3}{Q_{\text{отп}}} = \frac{1651 \cdot 10^6}{40,4 \cdot 10^6} = 40,8 \text{ кгум/ГДж.}$$

7. Річна витрата умовного палива на відпуск теплоти без обліку витрати електроенергії на власні потреби:

$$B_{\text{у}}^{\text{т}} = \left(\frac{Q_{\text{отп}}^{\text{т}}}{7 \cdot \eta_{\text{к}}} \right) = \left(\frac{6788 \cdot 10^3}{29,33 \cdot 0,92} \right) = 266 \text{ тис. т. ум.}$$

де значення КПД котла $\eta_{\text{к}}$ орієнтовно знаходиться в межах 0,9..0,94.

8. Річна витрата умовного палива на вироблення електроенергії:

$$B_{\text{у}}^{\text{э}} = B_{\text{у}} - B_{\text{у}}^{\text{т}} = 487 - 266 = 221 \text{ тис. т. ум}$$

9. Річна витрата умовного палива на відпуск теплоти з урахуванням електроенергії на власні потреби, віднесеної на відпустку теплоти:

$$B_{\text{у}}^{\text{т}} = B_{\text{у}}^{\text{т}} + B_{\text{отп}}^{\text{э}} \cdot \text{э}_{\text{сн}}^{\text{т}} = 266 + 151,7 \cdot 10^{-6} \cdot 32,4 \cdot 10^3 = 271 \text{ тис.}$$

де
$$B_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{B_{\text{у}}^{\text{э}}}{\text{э}_{\text{в}} + \text{э}_{\text{сн}}} = \frac{216 \cdot 10^9}{(1420 - 37,6) 10^6} = 151,7 \text{ кгуп/кВт} \cdot \text{г.}$$

10. Річна витрата умовного палива на відпуск електроенергії з урахуванням власних потреб, що припадають на виробництво електроенергії:

$$B_{\text{у}}^{\text{э}} = B_{\text{у}} - B_{\text{у}}^{\text{т}} = 487 - 271 = 216 \text{ тис. т. ум.}$$

11. Питома витрата умовного палива на відпуск електроенергії:

$$B_{\text{отп}}^{\text{т}} = \frac{B_{\text{у}}^{\text{э}}}{\text{э}_{\text{отп}}} = \frac{216}{1420} = 151,7 \text{ кгуп/кВт} \cdot \text{г.}$$

12. Питома витрата умовного палива на відпуск теплоти:

$$B_{\text{отп}}^{\text{т}} = \frac{B_{\text{у}}^{\text{т}} \cdot 10^3}{Q_{\text{отп}}} = \frac{271 \cdot 10^6}{6788 \cdot 10^3} = 39 \text{ кгуп/ГДж.}$$

13. ККД ТЕЦ з відпуску електроенергії:

$$\eta_{\text{Э}} = \frac{3,6 \cdot \text{Э}_{\text{отп}}}{29,33 \cdot B_{\text{отп}}^{\text{Э}}} \cdot 100\% = \frac{3,6 \cdot 3564 \cdot 10^3}{29,33 \cdot 745 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 59\%.$$

14. ККД ТЕЦ з відпуску теплоти:

$$\eta_{\text{Т}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{29,33 \cdot B_{\text{у}}^{\text{Т}}} \cdot 100\% = \frac{40,4 \cdot 10^6}{29,33 \cdot 1651 \cdot 10^3} = 83\%.$$

15. Коефіцієнт використання палива:

$$\eta_{\text{пал}} = \frac{3,6 \cdot \text{Э}_{\text{отп}} + Q_{\text{отп}}}{29,33 \cdot B_{\text{у}}} \cdot 100\% = \frac{3,6 \cdot 3564 \cdot 10^3 + 40400 \cdot 10^3}{29,33 \cdot 2396 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 76\%.$$

Висновки за розділом

1. Проведено розрахунок енергетичних показників ГТУ, а саме

- електрична потужність ГТУ складає – 57400 кВт;
- ККД ГТУ з виробництва електроенергії (брутто) – $\eta_{\text{егту}} = 0,343$;
- ККД ГТУ з виробництва електроенергії (нетто) – $\eta_{\text{егту}}^H = 0,325$;
- частка витрат електроенергії на власні потреби ГТУ - $\xi_{\text{сн}} = 0,052$.

2. Визначено енергетичні показники ТЕЦ.

3. Проведено тепловий розрахунок котла – утилізатора. Сумарна поверхня склала величину – 31080 м², число рядів секцій по ходу газів – 12.

4. Здійснено тепловий розрахунок ГВТО на основі теплового балансу пікового мережевого підігрівача та теплового розрахунку деаератора живильної води.

Кількість теплоти, що відпускається на ГТУ-ТЕЦ зовнішнім споживачам:

- с технологічною парою – 67090 кВт;
- з мережною водою – 21839 кВт.

5. Проведено аеродинамічний розрахунок котла – утилізатора. Розрахунок виконано з метою визначення аеродинамічного опору КУ та впливу його на потужність ГТУ в режимі її роботи в схемі ГТУ-ТЕЦ.

- Площа вільного перетину для проходу газів ГТУ через КУ – 58,8 м²;
- Швидкість газів – 4,45 м/с;
- Аеродинамічний опір першого ряду секцій – 158 Па;
- Аеродинамічний опір КУ – 2008 Па;
- Коефіцієнт зменшення електричної потужності ГТУ – 0,989;
- Електрична потужність ГТУ при роботі за схемою ГТУ-ТЭЦ – 56770 кВт;

6. Визначено енергетичні показників ГТУ-ТЕЦ:

- Річне виробництво електроенергії ТЕЦ – 3960 млн.кВт·год,
у тому числі від трьох блоків ГТУ – 1420 млн.кВт·год;
- Відпуск теплової енергії з колекторів ТЕЦ – 40400 тис.ГДж,

у тому числі від трьох блоків ГТУ – 6788 тис. ГДж;

- Річна витрата електроенергії на власні потреби ТЕЦ – 396 млн. кВт · год;

- Річна витрата електроенергії на власні потреби, віднесений на відпуску теплоти – 258 млн. кВт · год;

- Річна витрата електроенергії на власні потреби, що припадає на вироблення електроенергії – 138 млн. кВт · рік;

- Питома витрата електроенергії на власні потреби з виробництва електроенергії – 3,5%;

- Відпуск електроенергії з шин ТЕЦ – 3564 млн. кВт · рік;

- Річна витрата електроенергії на власні потреби ТЕЦ – 70 млн. кВт · рік;

- Річна витрата електроенергії на власні потреби, віднесений на відпуску теплоти – 32,4 млн. кВт · рік;

- Річна витрата електроенергії на власні потреби, що припадає на вироблення електроенергії – 37,6 млн. кВт · рік;

- Питома витрата електроенергії на власні потреби з виробництва електроенергії – 2,6%;

- Відпуск електроенергії з шин ТЕЦ – 1350 млн. кВт · рік.

7. Проведено розрахунок енергетичних показників роботи ТЕЦ:

- Річне виробництво електроенергії ТЕЦ – 3960 млн. кВт · рік,

у тому числі від трьох блоків ГТУ – 1420 млн. кВт · рік;

- Відпуск теплової енергії з колекторів ТЕЦ – 40400 тис. ГДж,

у тому числі від трьох блоків ГТУ – 6788 тис. ГДж;

- Річна витрата електроенергії на власні потреби ТЕЦ – 396 млн. кВт · рік;

- Річна витрата електроенергії на власні потреби, віднесений на відпуску теплоти – 258 млн. кВт · рік;

- Річна витрата електроенергії на власні потреби, що припадає на вироблення електроенергії – 138 млн. кВт · рік;

- Питома витрата електроенергії на власні потреби з виробництва електроенергії – 3,5%;
- Відпуск електроенергії з шин ТЕЦ – 3564 млн. кВт · рік;
- Річна витрата електроенергії на власні потреби ТЕЦ – 70 млн. кВт · рік;
- Річна витрата електроенергії на власні потреби, віднесений на відпустку теплоти – 32,4 млн. кВт · рік;
- Річна витрата електроенергії на власні потреби, що припадає на вироблення електроенергії – 37,6 млн. кВт · рік;
- Питома витрата електроенергії на власні потреби з виробництва електроенергії – 2,6%;
- Відпуск електроенергії з шин ТЕЦ – 1350 млн. кВт · рік.

8. Виконано розрахунок річної витрати умовного палива по ТЕЦ в цілому:

- Річна витрата умовного палива на турбіни ПТ-60-130/13 – 974 тис.
- Річна витрата умовного палива на турбіни ПТ-25-90 – 154 тис. т. ум.
- Загальна витрата тепла на турбіни – 5304 тис. ГДж.
- Річний відпуск теплоти для виробничих цілей – 2773,78 тис. ГДж.
- Сумарна годинна відпуска теплоти з виробничих відборів турбін – 192,74 ГДж/год.
- Число годин використання протягом року виробничого навантаження – 8000 год.
- Річний відпуск теплоти з опалювальних відборів турбін – 1902,26 тис. ГДж.
- Сумарний часовий відпуск теплоти з опалювальних відборів турбін – 263,97 ГДж/год.
- Число годин використання протягом року опалювальної навантаження відборів – 8000 год.
- Загальна витрата тепла на турбіну Р-50-130/13 – 7822 тис. ГДж.
- Річний відпуск теплоти для виробничих цілей – 416988,8 тис. ГДж.

- Сумарний годинний відпуск теплоти з виробничих відборів турбін – 905,04 ГДж/год.

- Число годин використання протягом року виробничого навантаження – 8000 год.

- Загальна витрата тепла на турбіни Р-25-90 – 11987 тис. ГДж.

- Річний відпуск теплоти для виробничих цілей – 9230,57 тис. ГДж.

- Сумарний годинний відпуск теплоти з виробничих відборів турбін – 427,38 ГДж/год.

- Число годин використання протягом року виробничого навантаження – 8000 год.

- Загальна витрата тепла на турбіни Р-50-130/13 и Р-25-90 – 19056,12 тис. ГДж.

- Річна витрата палива на турбіни Р-50-130/13 и Р-25-90 – 781 тис. т. ум.

- Річна витрата умовного палива ГТУ – 487 тис.

- Загальний річний витрата умовного палива по ТЕЦ – 2396 тис. т. ум.

9. Проведено розрахунок питомих витрат палива на відпуск електроенергії та теплоти:

- Річна витрата умовного палива на відпуск теплоти без обліку витрати електроенергії на власні потреби – 1597 тис. т. ум,

- Річна витрата умовного палива на відпуск електроенергії – 799 тис. т. ум.

- Річна витрата умовного палива на відпуск теплоти з урахуванням електроенергії на власні потреби, віднесеної на відпуск теплоти – 1651 тис.

- Питома витрата умовного палива на відпуск електроенергії – 209 кгум/кВт · год.

- Питома витрата умовного палива на відпуск теплоти – 40,8 кгум/ГДж.

- Річна витрата умовного палива на відпуск теплоти без обліку витрати електроенергії на власні потреби – 266 тис. т. ум.

- Річна витрата умовного палива на вироблення електроенергії – 221 тис. т. ум
- Річна витрата умовного палива на відпуск теплоти з урахуванням електроенергії на власні потреби, віднесеної на відпустку теплоти – 271 тис.
- Річна витрата умовного палива на відпуск електроенергії з урахуванням власних потреб, що припадають на виробництво електроенергії – 216 тис. т. ум.
- Питома витрата умовного палива на відпуск електроенергії – 151,7 кгуп/кВт · год.
- Питома витрата умовного палива на відпуск теплоти – 39 кгуп/ГДж.
- ККД ТЕЦ з відпуску електроенергії – 59%.
- ККД ТЕЦ з відпуску теплоти – 83%.
- Коефіцієнт використання палива – 76%.

РОЗДІЛ 3

АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ

3.1. Автоматизація на сучасному етапі розвитку енергетики

Автоматизація – застосування комплексу засобів, що дозволяють здійснювати виробничі процеси без особистої участі людини, але під його контролем.

Автоматизація виробничих процесів приводить до збільшення випуску, зниженню собівартості і поліпшенню якості продукції, зменшує чисельність обслуговуючого персоналу, підвищує надійність і довговічність машин, дає економію матеріалів, поліпшує умови праці і техніки безпеки [5, 13-14].

Автоматизація звільняє людину від необхідності безпосереднього керування механізмами. В автоматизованому процесі виробництва роль людини зводиться до налагодження, регулювання, обслуговування засобів автоматизації і спостереженню за їх дією.

Якщо автоматизація полегшує фізичну працю людини, то автоматизація має за мету полегшити так само і розумову працю. Експлуатація засобів автоматизації вимагає від обслуговуючого персоналу високої технічної кваліфікації.

За рівнем автоматизації теплоенергетика займає одне із провідних місць серед інших галузей промисловості. Теплоенергетичні установки характеризуються безперервністю процесів, що проходять в них. При цьому вироблення теплової та електричної енергії в будь-який момент часу повинна відповідати споживанню (навантаженню) [2-5, 15-16].

Майже всі операції на теплоенергетичних установках механізовані, а перехідні процеси в них розвиваються порівняно швидко. Цим пояснюється високий розвиток автоматизації в тепловій енергетиці.

Автоматизація параметрів дає значні переваги:

- 1) забезпечує зменшення чисельності робочого персоналу, тобто підвищення продуктивності його праці;
- 2) призводить до зміни характеру праці обслуговуючого персоналу;

3) підвищує безпеку праці і надійність роботи обладнання;

4) збільшує економічність роботи турбіни.

Автоматизація бойлерних установок складається із системи автоматичного регулювання, дистанційного керування та теплотехнічного контролю.

Дистанційне керування дозволяє черговому персоналу пускати і зупиняти турбогенератор, а так само перемикає і регулює її механізми на відстані, з пульта, де зосереджені пристрої керування.

Теплотехнічний контроль за роботою котельні здійснюється за допомогою самописних приладів, які діють автоматично.

Прилади ведуть безперервний контроль процесів, що протікають в установці, або ж підключаються до об'єкта вимірювання обслуговуючим персоналом або інформаційно-обчислювальною машиною.

Прилади теплотехнічного контролю розміщують на панелях, щитах управління по можливості зручно для спостереження і обслуговування.

Технологічні блокування виконують у заданій послідовності ряд операцій при пусках і зупинках механізмів турбогенератора, а так само у випадках спрацьовування технологічного захисту.

Блокування виключають неправильні операції при обслуговуванні турбіни, забезпечують відключення в необхідній послідовності устаткування при виникненні аварії.

Пристрої технологічної сигналізації інформують черговий персонал про стан устаткування (в роботі, зупинене та ін.), попереджають про наближення параметра до небезпечного значення, повідомляють про виникнення аварійного стану парогенератора і його устаткування.

Застосовуються звукова і світлова сигналізація [5, 13-14].

Експлуатація обладнання котельні повинна забезпечувати надійну і ефективну роботу та безпечні умови праці персоналу.

Для виконання цих вимог експлуатація повинна вестися в точній відповідності з законоположеннями, правилами, нормами і керівними

вказівками, зокрема, відповідно до "Правил будови і безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском" Держгіртехнагляду, "Правилами технічної експлуатації електричних станцій і мереж", "Правилами технічної експлуатації тепловикористовуючих установок і теплових мереж" та ін.

На основі зазначених матеріалів для котельні повинні бути складені посадові та технологічні інструкції з обслуговування обладнання, ремонту, техніці безпеки, попередження та ліквідації аварій та ін.

Повинні бути складені технічні паспорти на обладнання, виконавчі, оперативні та технологічні схеми трубопроводів різного призначення. Знання обслуговуючого персоналу повинні систематично перевірятися.

Експлуатація котельні проводиться за виробничим завданням, яке складається за планами і графіками вироблення теплоенергії, витрати електроенергії на власні потреби.

Обов'язково ведеться оперативний журнал, до якого заносяться розпорядження керівника і записи чергового персоналу про роботу устаткування, а так само ремонтну книгу, в яку записують відомості про замічені дефекти і заходи щодо їх усунення.

Повинні вестися первинна звітність, що складається з добових відомостей по роботі агрегатів і записів реєструючих приладів і вторинна звітність, що включає узагальнені дані по установці за певний період.

Кожній установці присвоюється свій номер, всі комунікації фарбуються в певний умовний колір, встановлений ДСТО.

Встановлення котлів у приміщенні повинна відповідати правилам Держнаглядохоронпраці, вимогам техніки безпеки, санітарно-технічним нормам, вимогам пожежної безпеки.

3.2. Особливості системи управління ГТУ

Для забезпечення нормальної експлуатації на всіх режимах (номінальному, змінних і перехідних) газотурбінна установка має систему управління, регулювання, захисту [5, 13-14].

У сучасних великих ГТУ використовуються автоматизовані системи управління (АСУ), які виконують такі функції [7-16]:

1) автоматичне і дистанційне керування пуском, навантаженням, розвантаженням і зупинкою ГТУ;

2) регулювання (підтримання режиму, що задається, або змінюється в заданих межах) наступних параметрів:

- частоти обертання турбоагрегату із заданим ступенем нерівномірності;
- температур газу за турбіною і перед нею;
- активного навантаження електричного генератора;
- режиму роботи компресора на необхідному віддаленні від кордону помпажа;

3) захист ГТУ: відключення і зупинку при аварійних ситуаціях, з яких найбільш серйозними є такі:

- Неприпустиме підвищення температур перед газовою турбіною і за нею;
- Неприпустиме підвищення частоти обертання ротора;
- Неприпустиме падіння тиску масла для змащення підшипників;
- Неприпустимий осьовий зсув ротора;
- Згасання факела в камері згоряння;
- Наближення до кордону помпажа компресора;
- Неприпустиме підвищення швидкості шийок ротора та /або корпусів підшипників.

АСУ сучасної енергетичної ГТУ виконується, як правило, електрогидравлічною, до неї входить електрична частина (ЕЧСР) на мікропроцесорній базі і гідравлічна частина (ГЧСР).

Як видно, функціональні завдання та структура АСУ ГТУ багато в чому аналогічні завданням і структурі АСУ парових турбін. Найвні відмінності пов'язані із особливостями ГТУ як об'єкта регулювання, а саме:

- У порівнянні з паровими турбінами в ГТУ для керування машиною потрібні менші розміри стопорних і регулюючих клапанів, менші розміри і перестановочне зусилля сервомоторів, і при цьому простіше забезпечувати більшу їх швидкодія.

- Регулювання режиму ГТУ виробляється впливом на регулюючі паливні клапани, що подають паливо безпосередньо в камеру згоряння, що обумовлює істотно меншу, ніж в котлі ПТУ, інерційність процесу підведення теплоти до робочого тіла в камері згоряння ГТУ.

У ГТУ є можливість швидкої зміни температури газу перед турбіною. Це додає особливу важливість регулювання температури газу перед турбіною і за нею.

- ГТУ вельми чутлива до зміни атмосферних умов, особливо до зміни температури повітря на вході в компресор. Система регулювання потужності повинна забезпечувати необхідні режими роботи ГТУ для будь-яких реально-можливих параметрів зовнішнього повітря з достатньою надійністю.

- Для ГТУ є небезпека виникнення помпажа компресора. Для надійної роботи ГТУ необхідно, щоб на усіх можливих режимах помпаж компресора був безумовно виключений з деяким певним запасом по відношенню до кордону помпажа.

Для пуску ГТУ необхідна попередня розкрутка ротора за допомогою пускового пристрою. АСУ сучасних ГТУ включають складові частини, що забезпечують функціонування установки з урахуванням названих її особливостей.

3.3. Гідравлічна частина системи регулювання

Гідравлічна частина системи регулювання ГТУ GT8C надана на рис.3.1.

Переміщення регулюючих клапанів турбіни здійснюється за сумою впливів, більшість яких формується в ЕЧСР [13-14].

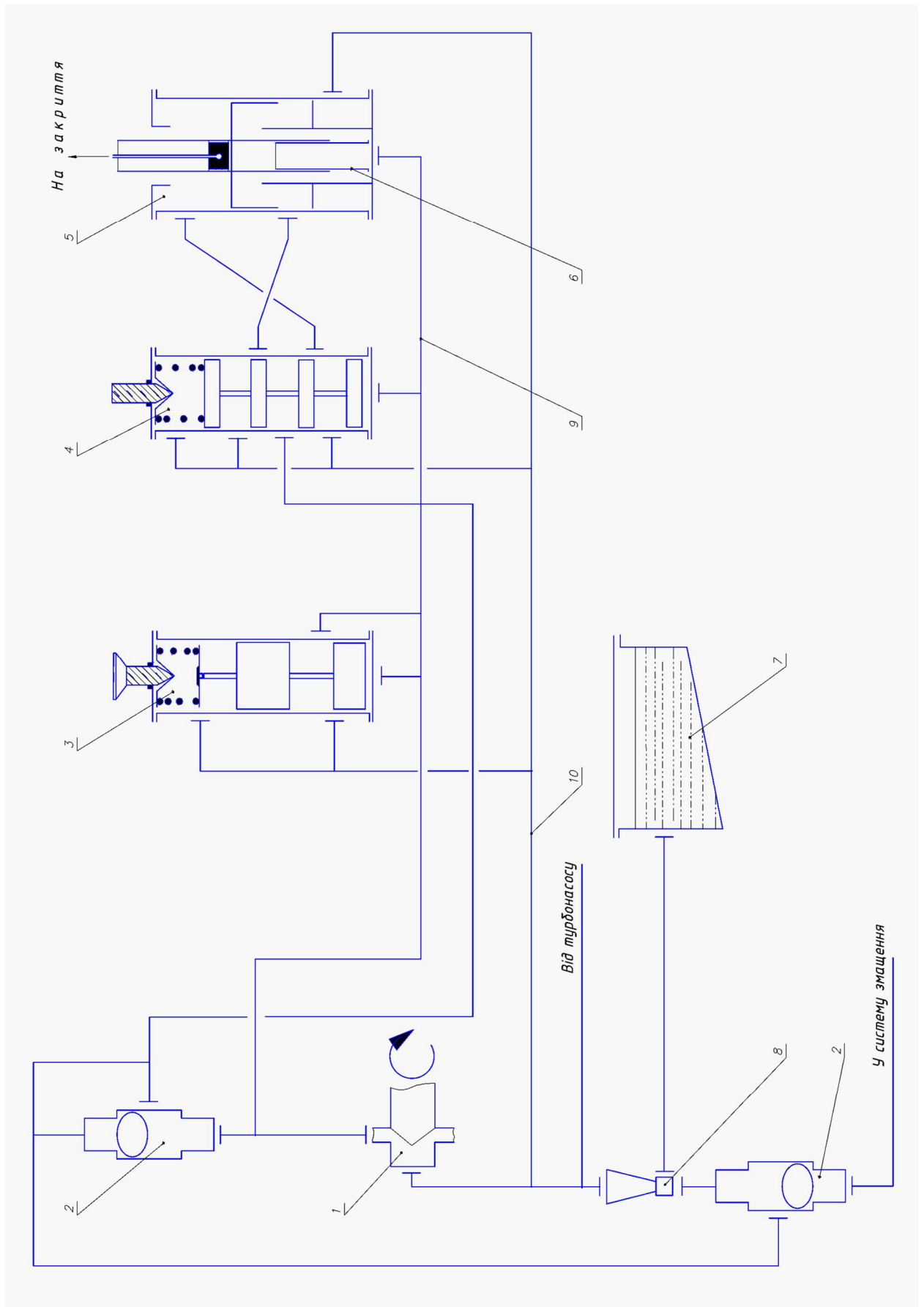


Рис. 3.1. Гідралічна частина системи регулювання ГТУ GT8С:
 1 – насос-регулятор швидкості; 2 – зворотні клапани; 3 – трансформатор тиску;
 4 – відсічний золотник; 5 – сервомотор; 6 – зворотний зв'язок; 7 – масляний бак;
 8 – масляний інжектор; 9 – імпульсна лінія; 10 – зливна лінія

У гідравлічної частини системи регулювання (ГЧСР), при номінальній частоті обертання ротора турбіни тиск масла в імпульсній і зливній лініях однакове.

При підвищенні частоти обертання ротора турбіни високого тиску збільшиться частота обертання регулятора швидкості.

Тиск масла в імпульсній лінії зросте, що призведе до збільшення тиску масла в трансформаторі тиску, золотник якого підніметься в крайнє верхнє положення.

Вікна в буксе трансформатора тиску будуть закриті, що не приведе до вирівнювання тиску між імпульсною і зливній лінією.

Під дією більшого тиску масла в імпульсній лінії в роботу включиться відсічний золотник, який підніметься в крайнє верхнє положення, що призведе до закриття зливних вікон золотника.

При цьому відкривається зливні вікна верхньої камери сервомотора при одночасному відкритті зливного вікна в буксі відсічного золотника і зливається силове масло в нижню камеру сервомотора.

Циліндричний золотник (поршень) сервомотора почне переміщатися в верхнє положення, що призведе до часткового закриття регулюючих клапанів, тобто зменшенню подачі газу в камеру згоряння.

3.4. Розрахунок пристрою звуження

Вихідні дані:

- 1) вимірювана середовище: природний газ;
- 2) найбільший вимірювана витрата $Q_{o_{max}} = 150 \text{ м}^3/\text{Г}$;
- 3) середній вимірювана об'ємна витрата $Q_{o_{cp}} = 130 \text{ м}^3/\text{Г}$;
- 4) температура газу перед звужуючим пристроєм $t=20^\circ\text{C}$;
- 5) внутрішній діаметр трубопроводу перед звужуючим пристроєм при температурі 20°C $D_{20}=184\text{мм}$;
- 6) матеріал трубопроводу - сталь марки 20.

Результати розрахунку пристрою звуження зведені до табл. 3.1.

Розрахунок пристрою звуження

Обумовлена величина	Формула, номери рисунків, додатків та таблиць	Результат, числовий розрахунок
Вибір пристрою звуження і дифманометра		
Тип пристрою звуження	Діафрагма камерна. Метеріал – сталь Х17	
Тип і різновид дифманометра	Дифманометр мембранний ДМ	
Верхня межа виміру дифманометра, м ³ /Г	$Q_{\text{пред}} = Q_{\text{омакс}}$	150
Визачення відсутніх для розрахунку даних		
Абсолютний тиск газу перед діафрагмою, кгс/м ³	P	0,3
Густина при нормальних умовах, кг/м ³	$\rho_{\text{ном}}$	1,24
Динамічна в'язкість газу, кгс·сек/м ²	μ	$1,85 \cdot 10^{-6}$
Коефіцієнт розширення газу	ε	0,842
Визначення номінального перепаду тиску дифманометра		
Допоміжна величина	$C = \frac{Q_{\text{номпр}}}{0,2109D^2} \sqrt{\frac{\rho \cdot T}{P}}$	$\frac{150}{0,2109 \cdot 184^2} \sqrt{\frac{1,24 \cdot 293,15}{0,3}} = 0,731$
Граничний номінальний перепад тиску, кгс/см ²	P_H	25
Наближене значення модуля	m	0,28
Визначення числа Рейнольдса		
Число Рейнольдса	$Re = \frac{0,0361 \cdot Q_{\text{ном}} \cdot \rho_{\text{ном}}}{D \cdot \mu}$	$\frac{0,0361 \cdot 150 \cdot 1,24}{184 \cdot 185 \cdot 10^{-6}} = 19700$
Минимальное допустимое число Рейнольдса	Re_{min}	$Re_{\text{min}} = 10000$, тому що $Re > Re_{\text{min}}$ розрахунок продовжуємо
Граничное значение числа Рейнольдса	$Re_{\text{гр}}$	$Re_{\text{гр}} = 16000$, $Re > Re_{\text{гр}}$, тому немає потреби враховувати похибку коефіцієнта витрати, розрахунок продовжуємо
Найбільший перепад тиску в діафрагмі, кгс/см ²	$\Delta P = \Delta P_H$	25
Допоміжна величина	$m\alpha = \frac{C}{\varepsilon \cdot \sqrt{\Delta P_H}}$	$\frac{0,7313}{0,842 \sqrt{25}} = 0,1737$

Допоміжний коефіцієнт α	$\alpha = \frac{1}{\sqrt{1 - m^2}} [0,5959 + 0,0312m^{1,05} - 0,184m^4 + 0,0029m^{1,25} \cdot \left(\frac{10^6}{Re}\right)^{0,75}]$	
	$\alpha = \frac{1}{\sqrt{1 - 0,28^2}} \left[0,5959 + 0,0312 \cdot 0,28^{1,05} - 0,184 \cdot 0,28^4 + 0,0029 \cdot 0,28^{1,25} \cdot \left(\frac{10^6}{19700}\right)^{0,75} \right] = 0,639$	
Модуль діафрагми	$m = \frac{m\alpha}{\alpha}$	$m = \frac{0,1737}{0,639} = 0,2718$
Корегуючий множник на теплове розширення матеріалу трубопроводу	K_t''	1,0001
Діаметр отвору діафрагми при $t = 20^\circ\text{C}$	$d_{20} = \frac{D}{K_t''} \cdot \sqrt{m}$	$d_{20} = \frac{184}{1,0001} \cdot \sqrt{0,2718} = 95,917$
Перевірка розрахунку		
Коефіцієнт витрати	α	0,639
Діаметр отвору діафрагми при температурі $t=20^\circ\text{C}$, мм	$d = d_{20}$	95,917
Витрата, відповідна найбільшому перепаду тиску	$Q_{\text{НОМ}} = 0,2109\alpha\epsilon K_t'' d_{20}^2 \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{H}} P}{\rho_{\text{НОМ}} T}}$	
	$Q_{\text{НОМ}} = 0,2109 \cdot 0,639 \cdot 0,842 \cdot \sqrt{\frac{25 \cdot 0,3}{1,24 \cdot 293,15}} = 149,983$	

Висновок за розділом

1. Проаналізовано систему автоматичного регулювання технологічних процесів на типовій ТЕЦ (за даними Дарницької ТЕЦ м. Києва).
2. Розглянуто особливості системи управління ГТУ-ТЕЦ.
3. Проведено аналіз гідравлічної частини системи регулювання.
4. Виконано розрахунок пристрою звуження системи регулювання потужності ГТУ.

РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1. Сфера застосування Правил безпечної експлуатації під час експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій, теплових мереж і тепловикористовувальних установок

Правила поширюються на суб'єктів господарювання, які здійснюють монтаж, налагодження, ремонт, реконструкцію та експлуатацію теплосилового, механічного, паливного і водопідготовчого обладнання, неелектричних пристроїв теплової автоматики і теплотехнічних вимірювань паливно-транспортних, котлотурбінних і хімічних цехів електростанцій, теплових мереж, теплових пунктів, тепловикористовувальних установок та опалювальних котелень [18].

Під час виконання зазначених робіт необхідно керуватись іншими нормативно-правовими актами, стандартами, нормами та інструкціями заводів-виробників обладнання. Правила є обов'язковими для роботодавців і працівників під час експлуатації обладнання електростанцій, теплових мереж, теплових пунктів, тепловикористовувальних установок та опалювальних котелень. Роботодавець зобов'язаний створити службу охорони праці відповідно до вимог Закону про охорону праці [19].

Роботодавець зобов'язаний:

- забезпечити безпечні умови праці в робочих зонах, де існує потенційна можливість виникнення вибухонебезпечного середовища під час виконання робіт, відповідно до Вимог до роботодавців стосовно забезпечення безпечного виконання робіт у потенційно вибухо-небезпечних середовищах [20];

- проходити навчання і перевірку знань з питань охорони праці відповідно до вимог Типового положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці [21];

- розробити та затвердити перелік робіт з підвищеною небезпекою відповідно до Переліку робіт з підвищеною небезпекою [22];

- організувати проведення медичних оглядів працівників певних категорій під час прийняття на роботу (попередній медичний огляд) та

протягом трудової діяльності (періодичні медичні огляди) відповідно до вимог [23];

- організувати опрацювання і затвердити нормативні акти про охорону праці, що діють на підприємстві, відповідно до Порядку опрацювання і затвердження власником нормативних актів про охорону праці, що діють на підприємстві [24];

- організувати розроблення і перегляд інструкцій з охорони праці, що діють на підприємстві, відповідно до Положення про розробку інструкцій з охорони праці [25];

- забезпечити організацію проведення навчання і перевірки знань пожежної безпеки відповідно до чинного законодавства;

- організувати розслідування та вести облік нещасних випадків, професійних захворювань і аварій відповідно до Порядку проведення розслідування та ведення обліку нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 30 листопада 2011 року № 1232;

- організувати проведення атестації робочих місць за умовами праці відповідно до Порядку проведення атестації робочих місць за умовами праці, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 01 серпня 1992 року № 442;

- забезпечити стан пожежної безпеки відповідно до вимог чинного законодавства;

- забезпечити безпечну експлуатацію електроустаткування відповідно до Правил безпечної експлуатації електроустановок, затверджених наказом Державного комітету України по нагляду за охороною праці від 06 жовтня 1997 року № 257 (НПАОП 40.1-1.01-97) та Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів, затверджених наказом Комітету по нагляду за охороною праці Міністерства праці та соціальної політики України від 09 січня 1998 року № 4 (НПАОП 40.1-1.21-98);

- забезпечити за свій рахунок придбання, комплектування, видачу та утримання засобів індивідуального захисту відповідно до нормативно-правових актів з охорони праці та колективного договору;

- призначити відповідальним за безпечну експлуатацію та справний стан устаткування теплових установок і мереж підприємства технічного керівника (технічного директора, головного інженера, головного енергетика, технолога) або особу зі складу інженерно-технічних працівників, яка пройшла перевірку знань цих Правил та затверджена відповідним наказом по підприємству.

Роботодавцю забороняється:

- залучення жінок до робіт, визначених у Переліку важких робіт та робіт із шкідливими і небезпечними умовами праці [24];

- залучення неповнолітніх до робіт, визначених у Переліку важких робіт і робіт із шкідливими і небезпечними умовами праці [24].

Працівник зобов'язаний:

- знати і виконувати вимоги нормативно-правових актів з охорони праці, правила поведінки з машинами, механізмами, устаткуванням та іншими засобами виробництва, користуватися засобами колективного та індивідуального захисту;

- дбати про особисту безпеку і здоров'я, а також про безпеку і здоров'я людей, які його оточують, під час виконання робіт чи перебування на території юридичної особи;

- проходити в установленому законодавством порядку періодичний медичний огляд;

- співпрацювати з роботодавцем у справі організації належних, безпечних і здорових умов праці, особисто вживати посильних заходів для усунення будь-якої виробничої ситуації, яка створює загрозу його життю чи здоров'ю або людей, які його оточують, і довкіллю;

- негайно повідомляти про виявлену небезпеку і нещасні випадки свого безпосереднього керівника, роботодавця або спеціалістів служби охорони праці;

- надавати невідкладну допомогу працівникам, які опинилися в загрозовому для життя чи здоров'я стані.

Право працівника на охорону праці.

Працівник має право на здорові і безпечні умови праці та належні санітарно-побутові умови, що відповідають нормам з охорони праці. При цьому працівник не несе ніяких витрат на заходи з охорони праці.

Працівник має право відмовитися від дорученої роботи, якщо створилася виробнича ситуація, небезпечна для його життя, здоров'я або людей, які його оточують, для виробничого середовища або довкілля.

Працівник зобов'язаний негайно повідомити про це безпосереднього керівника або роботодавця. Факт наявності такої ситуації в разі потреби підтверджується висновками спеціалістів з охорони праці юридичної особи за участю представника виборного органу первинної профспілкової організації (профспілкового представника) або уповноваженої працівниками особи з питань охорони праці (якщо профспілка в юридичній особі не створювалася).

4.2. Безпечне обслуговування газотурбінних та парогазових установок

1. Випробування автомата безпеки шляхом збільшення частоти обертання ротора потрібно проводити за програмою, затвердженою головним інженером електростанції, під керівництвом начальника цеху або його заступника.

Перед початком проведення цих випробувань потрібно проінструктувати працівників, які беруть в них участь, із записом про це в журналі інструктажів.

Працівників, які беруть участь у проведенні випробувань, розставити так, щоб у потрібний момент можна було відключити ГТУ.

Начальник цеху або його заступник повинні контролювати частоту обертання ротора турбіни.

Перед початком проведення випробувань необхідно виконати роботи з:

- перевірки щільності паливних клапанів;
- перевірки дієздатності електроприводів паливних засувок;

- розходжування клапана автоматичного затвора (стоп-крана);
- перевірки спрацьовування захисту у разі дії на кнопку зупинки і ключ дистанційної зупинки з блочного щита керування (центрального щита керування).

Під час проведення випробувань автомата безпеки перебувати на площадці обслуговування газової турбіни працівникам, які безпосередньо не беруть участі у випробуваннях, заборонено.

2. Якщо під час проведення випробувань автомат безпеки не зупинив ГТУ після досягнення частоти обертання ротора рівня спрацьовування, ГТУ зупинити ручним вимикачем.

У разі неспрацювання ручного вимикача ГТУ необхідно зупинити швидким закриванням арматури на паливопроводах або вимкненням паливних насосів.

Проводити повторне випробування автомата безпеки шляхом збільшення частоти обертання ротора дозволяється тільки після виявлення та усунення всіх дефектів.

3. Не дозволяється на працюючому обладнанні підніматись на кришки корпусів циліндрів ГТУ або на теплоізоляційний кожух, а також входити у всмоктувальну камеру компресора.

4. Обтирання ГТУ необхідно проводити регулярно, не допускаючи накопичення пилу, мастила та іншого матеріалу, щоб уникнути пожежі.

5. У разі виявлення витікання мастила і рідкого палива на гарячі поверхні необхідно негайно зупинити ГТУ і вжити заходів щодо припинення витікання.

6. Роботи на повітроводах, газоходах необхідно проводити:

- за умови закритих шиберів перед компресором і після газової турбіни;
- після ретельної вентиляції газоходів від шкідливих газів і перевірки повітря на загазованість;
- з дотриманням вимог пунктів 9.12 і 9.13 розділу IV [18].

7. Зовнішні огляди повітроводів і газоходів повинні проводити не менше двох, а внутрішні огляди і ремонт - не менше трьох працівників з дотриманням вимог глави 9 розділу IV [18].

8. Під час обслуговування систем подавання газоподібного палива до ГТУ необхідно дотримуватись вимог НПАОП 0.00-1.20-98 та (або) інших чинних нормативно-правових актів, що застосовуються у відповідній галузі.

9. Паливопроводи повинні бути герметичними. У місцях можливих витікань (біля кранів, вентилів) необхідно установити спеціальні пристрої для відведення палива з них у безпечне місце.

10. Підтягувати сальникові ущільнення і фланцеві з'єднання на арматурі і вузлах паливоподавання дозволяється тільки на непрацюючому обладнанні.

11. У разі виведення у ремонт вузлів паливоподавання необхідно відділити їх від паливопроводів заглушками.

12. У разі виведення у ремонт ділянки паливопроводу його необхідно від'єднати, спорожнити, очистити (промити, продути) і відділити заглушками.

13. Під час експлуатації ГТУ вогневі роботи на відстані до 10 м від вузлів паливоподавання потрібно проводити за нарядом з дотриманням заходів щодо створення безпечних умов праці (установлення засобів пожежогасіння, перевірка повітря у приміщенні на загазованість тощо).

14. Обслуговування котлів-утилізаторів і газоводяних теплообмінників необхідно проводити згідно з вимогами НПАОП 0.00-1.26-96 та інших чинних нормативно-правових актів.

15. Робота ГТУ на «сухий» теплоутилізаційний пристрій дозволяється тільки у випадках, передбачених технічними умовами. У цьому разі не допускається підвищення температури продуктів згоряння після ГТУ понад +500 °С.

16. Обслуговування блока допалювальних пристроїв необхідно проводити відповідно до вимог НПАОП 0.00-1.20-98 та інших чинних нормативно-правових актів. Потрібно також дотримуватись вимог пунктів 1.3, 1.4 і 1.5 розділу VII [18].

17. Гасити пожежу, що виникла на працюючій ГТУ, можна тільки вуглекислотними або пінистими вогнегасниками, а не водою.

18. У разі виникнення пожежі у блоці внутрішніх підшипників необхідно зупинити ГТУ і подати у порожнину блока вуглекислоту.

19. У разі виникнення пожежі під час пуску ГТУ в газоході необхідно різко підняти навантаження. Якщо збити полум'я не вдається, ГТУ необхідно зупинити. У газохід необхідно подавати вуглекислоту. Якщо пожежа продовжується, то через люки потрібно подати піну від піногенератора.

20. У разі виникнення пожежі під теплоізолювальним кожухом ГТУ «легкого» типу ГТУ необхідно негайно зупинити і подати вуглекислоту.

21. У разі виникнення пожежі в теплоутилізаційному пристрої ГТУ потрібно негайно зупинити і за наявності системи обмивання подати воду.

Якщо пожежа продовжується, а також за відсутності системи обмивання, необхідно відкрити люки і подати піну від піногенератора.

4.3. Аналіз шкідливих та небезпечних виробничих факторів

Небезпечний виробничий фактор – виробничий фактор, дія якого на працюючого в певних умовах призводить до травми чи іншого раптового різкого погіршення здоров'я.

Шкідливий виробничий фактор – виробничий фактор, дія якого на працюючого в певних умовах призводить до захворювання чи зниження працездатності. У відповідності з ДНАОП 5.1.30–1.06–98 «Небезпечні та шкідливі виробничі фактори» на об'єктах ГТС можуть виникати небезпечні фактори:

- при вантажно-розвантажувальних роботах в ході монтажу та демонтажу обладнання;
- незахищені рухомі елементи ГТУ, підйомних механізмів та виробничого обладнання;
- транспортні засоби для доставки агрегатів обладнання;
- підвищена слизькість (внаслідок ожеледиці, зволоження та замаслення) поверхні установки;

- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень інфрачервоної радіації від нагрітих частин привода;
- підвищений рівень шуму (знижує продуктивність праці, швидко викликає почуття втоми, може бути наслідком професійних захворювань);
- підвищений рівень ультрафіолетового та теплового випромінювання;
- підвищена запиленість та загазованість в зоні ГТУ;
- підвищена або понижена температура поверхні ГТУ, обладнання та матеріалів;
- небезпечний рівень напруги в електричній мережі;
- фізичні перевантаження (статичні та динамічні);
- нервово-психічні (емоційні).

Хімічні небезпечні і шкідливі виробничі фактори:

- за характером дії на організм людини – загальнотоксичні і подразнюючі;
- за шляхом проникнення в організм людини – проникаючі через органи дихання, шлунково-кишковий тракт, шкіряні покриви і слизові оболонки.

Під час проведення різних видів робіт на обладнанні генеруються механічні коливання різної частоти, які мають несприятливу дію на організм людини у вигляді шуму і вібрації.

Шум, як сукупність хвильових коливань часток у повітрі, що утворюють звуки, несприятливо діють на людину, заважають його роботі і відпочинку. Тривала дія інтенсивного звуку (вище 80 дБА) на слух людини призводить до його часткової або повної втрати.

В залежності від тривалості та інтенсивності впливу шуму виникає більше або менше зниження чутливості органів слуху, яке має вираження в тимчасовому зміщенні порогу чутності, яке зникає після закінчення дії шуму, а при більшій тривалості або інтенсивності шуму мають місце незворотні втрати слуху, які характеризуються постійним змінням порогу чутності.

Через волокна слухових нервів подразнення шумом передається в центральну і вегетативну нервові системи, а через них діє на внутрішні

органи, призводячи до значних змін в функціональному стані організму, має дію на психічний стан людини, викликає почуття неспокою і роздратування. Чим вищий частотний склад шумів, чим вони інтенсивніші і тривалі, тим швидше і потужніше виявляють несприятливу дію на орган слуху.

Вібрації – механічні коливальні рухи, джерелами яких в даному випадку є газо- і повітропроводи, обладнання, деякі види ручних інструментів. Якщо коливальні частини обладнання доторкуються тіла працівника, вібрація виступає як професійно-шкідлива. Точками її прикладання найчастіше є руки і ноги.

Розрізняють вібрацію місцеву, яка прикладається до обмеженої ділянки тіла, їй піддаються працівники з електричними інструментами ударної і обертальної дії, та загальну, пов'язану з переміщенням тіла у просторі. Вібрації викликають подразнюючі дії або перешкоди для трудового процесу.

Потенційно-небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які можуть проявитись при реалізації технологічного процесу чи експлуатації обладнання, зведені в табл. 4.1. [18].

Таблиця 4.1

Потенційно-небезпечні та шкідливі виробничі фактори

Джерело небезпеки	Характеристика потенційно небезпечних виробничих факторів допустимі значення
ГПА	Підвищений рівень звукового тиску $L = 100$ дБА, $f = 63$ Гц ГДР $L = 80$ дБА, $f = 63$ Гц
Загазованість	Перевищення концентрацій в 2,2 рази
Електрообладнання	$I = 10$ А, $U = 380$ В, $f = 50$ Гц
Електрична дуга	Високий рівень ультрафіолетового випромінювання 72 (мер год)/ m^2 при $l = 280$ нм ГДР 60 (мер год)/ m^2 при $l = 280$ нм
Посудини під тиском	тиск в газопроводі – 55 атм
Перевищення шуму в приміщенні КЦ і на площадці АПО	В приміщенні КЦ ГПА створюють рівень шуму 86 – 100 дБА; На площадці АПО рівень шуму становить 83 – 86 дБА

Більшість робіт виконується під зоровим контролем (спостереження за роботою механізмів, апаратів, показання контрольно-вимірювальних приладів і при виконанні виробничих операцій).

При цьому орган людини несе ту або іншу ступінь навантаження і зазнає напруження, що при певних умовах приводить до втомлення органу зору і загального втомлення організму

Перелік токсичних і шкідливих речовин, що використовуються на підприємстві надано в табл. 4.2.

Таблиця 4.2

Потенційно-небезпечні та шкідливі виробничі фактори

Найменування речовини або матеріалу	ГДК, мг/м ³		Перша допомога при отруєнні
	В робочій зоні	В атмосфері	
Метанол	5	1,0	Промивка шлунка, дезинфекція розчином марганцівки, пиття 5% розчину солі
Диетиленгліколь	45	0,1	Стаціонарне лікування
Бензин	85	3	Свіже повітря, тепло, 20...30 капель валеріан
Конденсат	5	3	Свіже повітря, чай
Масло	6	1	Промити руки теплою водою з милом
Дизельне паливо	300	3	Свіже повітря, 20-30 капель валерьяни,
Кислоти	0,3	0,01	Свіже повітря, промивання шкіри водою
Ацетон	200	0,35	Свіже повітря, , підвищене положення ніг, міцний солодкий чай чи кава
Бензол	1,5	0,02	Свіже повітря, промивання водою шкіри.
Кислота сірчана	30	0,3	Свіже повітря, інгаляції содовим розчином

Недостатня освітленість діє на ступінь втомленості очей, котра залежить від ступеня напруженості процесів, що супроводжують зорове сприйняття предметів зовнішнього світу. До таких процесів відносяться акомодация, конвергенція і адаптація. Від рівня освітленості залежить гострота зору (здатність очей розрізняти деталі предметів) і сталого бачення.

4.4. Аналіз умов праці в турбінному цеху ТЕЦ

До небезпечних виробничих факторів відносять фактори, вплив яких на працюючого приводить до травми; до шкідливих - фактори, які призводять до захворювання.

В турбінному цеху ТЕЦ, так само як і на всій ТЕЦ в цілому, є небезпечні та шкідливі виробничі фактори. Є теплове (інфрачервоне) випромінювання (вище 45 °С) в конденсаційному приміщенні, підвалі машинного залу, приміщеннях баків, деаераторів і насосів, в теплофікаційних тунелях, в зонах турбогенераторів (відмітки +8 та +9 м), паропроводів та ін.

В турбінному цеху, в теплофікаційному відділенні є отвори (через нещільності в обладнанні трубопроводах); підвищена швидкість руху повітря в зонах майданчиків турбогенераторів на відмітках +8 і +9 м, у паропроводів і деаераторів. Має місце перевищення допустимих значень рівня загальної вібрації на обмежених ділянках зон розташування турбін (відмітки +3,5; +8; +9 м), генераторів, обладнання турбінного цеху високої напруги. Підвищена і знижена відносна вологість в турбінному цеху буває в зоні допоміжного обладнання.

Є шкідливі речовини у вигляді газу і рідин.

У системах регулювання потужних турбін замість турбінного масла використовується вогнестійка рідина іввіоль. Вона складається з тріксіленіл-фосфата і антиокислювальних присадок. Температура самозаймання іввіолі значно вище, ніж у турбінного масла ($t_c = 750 \text{ }^\circ\text{C}$). Оскільки іввіоль дуже отруйна, вона шкідливо впливає на нервову систему людини і може викликати параліч кінцівок. Тому при роботах, пов'язаних з іввіолью, дотримуються особливих заходів обережності. Гранично допустима концентрація іввіолі в повітрі - не більше $1,5 \text{ мг/м}^3$.

Персонал турбінного цеху піддається високому нервово-емоційній напруги, пов'язаного з змінністю роботи і великою відповідальністю за нормальний режим роботи обладнання.

4.5. Організаційні та конструктивно-технологічні заходи для зниження впливу шкідливих виробничих факторів

В даній роботі пропонується передбачити всі необхідні технічні заходи, які забезпечують безпечну роботу всіх при дотриманні регламенту експлуатації та всіх вимог безпеки [18-25]:

- застосування обладнання у вибухобезпечному виконанні в приміщеннях і зовнішніх установках, в яких є вибухонебезпечні середовища;
- для забезпечення нормальних умов експлуатації передбачені всі необхідні системи автоматичного контролю і захисту, які спрацьовують при відхиленні від заданих параметрів;

- контроль і регулювання всіх основних технологічних параметрів проводиться з операторної;
- монтаж і ремонт обладнання, виконується за допомогою спеціальної підйомної техніки;
- установлені блискавкозахист і захист обладнання і трубопроводів від повторних проявлень блискавок та від статичної електрики;
- установлені стаціонарні газоаналізатори в приміщеннях і на зовнішніх установках;
- в необхідних випадках передбачені майданчики обслуговування, монтажні і експлуаційні проходи;
- забезпечена доступність до вузлів обладнання при їх обслуговуванні;
- гарячі поверхні обладнання в зонах обслуговування покриті теплоізоляцією;
- передбачені система збирання і організованого скидання газу в атмосферу;

Чисельність обслуговуючого персоналу і час перебування його біля обладнання, як джерелом шуму, вібрації і можливого газовиділення

Робота основного технологічного обладнання здійснюється в автоматизованому режимі і не вимагає постійної присутності обслуговуючого

Для створення нормальних умов експлуатації передбачені всі необхідні системи автоматичного контролю і захисту, які спрацьовують при відхиленні від заданих параметрів.

В місцях, де можливе витікання природного газу, передбачена сигналізація вибухонебезпечної концентрації газу в повітрі. Для забезпечення звукової сигналізації передбачена сирена.

Усунення причин виникнення аварійних ситуацій і ліквідація аварій повинні проводитися згідно із інструкціями з експлуатації і техніки безпеки, розробленими на підприємстві з урахуванням діючих нормативних документів, а також інструкцій заводів-виробників обладнання.

4.6. Розрахунок вентиляційного обладнання ГТУ-ТЕЦ за вибухонебезпечністю

Система аварійної вентиляції передбачається у виробничому приміщенні, у якому можливе різке поступлення у повітря великої кількості вибухонебезпечної речовини. Дану небезпеку складають ГТУ в машинних залах [5].

В табл. 4.3 наведено об'ємні долі горючих компонентів природного газу.

Таблиця 4.3

Об'ємні долі горючих компонентів природного газу

№	Компонентний склад газу	Об'ємні долі компонентів
1	Метан $CН_4$	95,26
2	Етан C_2H_6	1,123
3	Пропан C_3H_8	0,986
4	Бутан C_4H_{10}	0,121
5	Пентан C_5H_{12}	0,017

Вихідними даними для проведення розрахунку аварійної вентиляції є:

- об'ємні долі компонентів природного газу, наведені в табл. 4.3;
- геометричні розміри компресорного залу;
- об'єм газу, який викидається в приміщенні.

Визначаємо нижчу межу вибуховості $L_{H.B}$ за формулою Лешател'є [19]:

$$L_{H.B} = \frac{100}{\sum_{i=1}^n \frac{r_i}{L_i^{H.B}}}$$

де n – кількість компонентів природного газу;

r_i – об'ємна доля i -го компонента;

$L_i^{H.B}$ – нижня межа вибуховості i -го компоненту суміші з повітрям.

$$\text{Отже, } L_{H.B} = \frac{100}{\frac{95,26}{5,3} + \frac{1,123}{3} + \frac{0,986}{2,2} + \frac{0,121}{1,9} + \frac{0,017}{1,3}} = 5,299 \text{ \%}.$$

Аварійна вентиляція вмикається автоматично при досягненні у приміщенні концентрації вибухонебезпечної суміші 15 % від нижчої межі вибуховості, тобто $5,299 \cdot 0,85 = 4,504 \text{ \%}$.

Базуючись на отриманий результат вибираємо тип вентилятора.

Продуктивність вентилятора можна обчислити за наступною формулою

$$L = n \cdot V_{np},$$

де n – кратність повітрообміну; V_{np} – об'єм приміщення.

Об'єм приміщення визначаємо за наступною формулою

$$V_{np} = (1 - 0,3) \cdot V_{ГПА},$$

де $V_{ГМК} = 543,9 \text{ м}^3$ – об'єм зали ГПА,

$$\text{Отже, } V_{np} = (1 - 0,3) \cdot 543,9 = 380,8 \text{ м}^3$$

Визначаємо об'єм викиду газу в приміщення при виході з ладу одного ГТУ. Об'єм нагнітача дорівнює $0,2237 \text{ м}^3$.

Визначимо об'єм газу в нагнітачі, приведений до стандартних умов.

$$V = \frac{P_{BC}}{P_{CT}} \cdot \frac{T_{CT}}{T_{BC}} \cdot \frac{1}{z},$$

де P_{BC} і T_{BC} – відповідно тиск і температура газу за умов всмоктування, для найгірших умов $P_{BC} = 3,5 \text{ МПа}$, $T_{BC} = 283 \text{ К}$;

P_{CT} і T_{CT} – відповідно тиск і температура газу за стандартних умов:
 $P_{CT} = 101325 \text{ Па}$, $T_{CT} = 293,15 \text{ К}$.

Тоді коефіцієнт стисливості газу для умов всмоктування:

$$z = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot \frac{P_{BC} \cdot \Delta^{1,3}}{T_{BC}^{3,3}}.$$

Маса газу, яка вийде в приміщення визначається:

$$M = V \cdot \rho_{CT}.$$

Отже,
$$z = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,5 \cdot 0,591^{1,3}}{283^{3,3}} = 0,921;$$

$$V = \frac{3,5}{0,101325} \cdot \frac{293,15}{283} \cdot \frac{1}{0,921} = 38,831 \text{ м}^3;$$

Перевіряємо можливість створення вибухової суміші:

$$\alpha = \frac{38,831}{380,8} = 10,19\%$$

Висновок: концентрація газу в повітрі перевищує верхню межу спалаху. Дана ситуація є небезпечною і вимагає створення примусової вентиляції. Допустима концентрація природного газу для даного приміщення дорівнює 5 %, тобто допустимий об'єм газу в приміщенні:

$$V_{Г.доп} = 380,8 \cdot 0,05 = 19,4 \text{ м}^3.$$

Якщо припустити, що газ із ГТУ викидається протягом двох хвилин, до витрата газу, приведена до витрати за одну годину дорівнює:

$$G = \frac{38,831}{120} \cdot 3600 = 1164,9 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

Отже, кратність повітрообміну визначається, як:

$$n = \frac{1164,9}{38,831 - 19,4} = 38,59.$$

Кратність повітрообміну для аварійної вентиляції визначають в межах від 20 до 40, тому приймаємо $n = 40$; прийнято із запасом, якщо час раптового викиду буде менший двох хвилин.

Отже, необхідна продуктивність вентилятора визначається за формулою:

$$L = 40 \cdot 380,8 = 15231,9 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

За даною продуктивністю вибираємо відцентровий вентилятор типу Ц 4–70 № 8 з межами продуктивності 15...23,3 тис.м³/год. Кількість – 8 шт.

4.7. Профілактичні заходи, спрямовані на попередження пожеж на ТЕЦ

Устаткування ТЕЦ, як правило, розміщується в вогнестійких будівлях. Для попередження розповсюдження пожежі з одного будинку на інший, а також для можливого під'їзду пожежних машин необхідно передбачати під'їзні шляхи з твердим обґрунтуванням і влаштовувати протипожежні розриви. При цьому звертають особливу увагу на правильне розміщення обладнання з точки зору запобігання пожежі або вибуху при експлуатації.

Кожне виробниче приміщення, де є горючі речовини і паливо, повинно мати пристрій протипожежного призначення.

До таких пристроїв відносяться протипожежні перешкоди, пристрій захисних зон, обваловок і водяних завіс.

Для ліквідації пожеж необхідно передбачати системи автоматичного пожежогасіння та сигнальні пристрої. При пожежі необхідно в найкоротший час евакуювати з приміщень людей. У кожному цеху на випадок виникнення пожежі забезпечують евакуацію людей.

Цей час визначається відстанню від робочого місця до вихідних дверей. Виходи вважаються евакуаційними, якщо вони ведуть із приміщення зовні або в інше безпечне приміщення, на сходові клітки та ін. У кожному приміщенні має бути не менше двох виходів для евакуації на відстані 30...100 м від робочого місця.

Основними профілактичними заходами, що спрямовані на попередження пожеж, є суворе дотримання правил зберігання та поводження з горючими і мастильними матеріалами. Не дозволяється зберігання горючих матеріалів у відкритій тарі у виробничих приміщеннях, на сходових клітках і вільних майданчиках.

До масляної системи пред'являються особливі вимоги пожежної безпеки. Для забезпечення міцності мастилопроводи зварюють тільки дипломовані зварювальники дугового зварюванням, а не газового. Якість зварних швів ретельно контролюється просвічуванням гамма-променями. Масляну систему та баки очищають від шламу і забруднень парою під тиском чотири-шість кгс /см².

Масляні баки дозволяється ремонтувати тільки після їх очищення. При цьому повинні дотримуватися правила техніки безпеки при роботі в резервуарах.

Заборонена промивка масляних баків рідинами, що легко спалахують. Після закінчення ремонтних зварювальних робіт мастилопроводи відчувають підвищеним тиском, рівним 1,25 від робочого, але не менше 18...20 кгс / см².

Обслуговуючий персонал зобов'язаний вести постійний нагляд за справністю та технічним станом обладнання, вмістом у чистоті всього приміщення, наявністю вільних проходів.

Велике значення має система планово-попереджувального ремонту, що забезпечує ряд організаційних та технічних заходів щодо догляду, нагляду, обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд.

Справне та працездатне обладнання забезпечує виконання виробничого плану та безпечні умови праці.

Обслуговуючий персонал повинен вміти проводити профілактичну роботу, спрямовану на попередження пожеж і підтримання санітарно-гігієнічних умов праці.

Висновок за розділом

1. Представлена законодавча та нормативна база України з охорони праці і аналіз шкідливих та небезпечних виробничих факторів, що виникають при експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій, теплових мереж і тепловикористовувальних установок.

2. Проведено аналіз шкідливих та небезпечних виробничих факторів та аналіз умов праці в турбінному цеху ТЕЦ.

3. Показані організаційні та конструктивно-технологічні заходи для зниження впливу шкідливих виробничих факторів.

4. Проведено розрахунок вентиляційного обладнання ГТУ-ТЕЦ за вибухо-небезпечністю. Рекомендовано використовувати відцентровий вентилятор типу Ц 4–70 № 8 з межами продуктивності 15...23,3 тис.м³/год. Кількість – 8 шт.

5. Представлені профілактичні заходи, спрямовані на попередження пожеж на ТЕЦ.

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

5.1. Аналіз нормативно-правової бази з охорони довкілля в енергетиці

На сучасному етапі розвитку суспільства все більшого значення у міжнародній, національній і регіональній політиці набуває концепція збалансованого (сталого) розвитку, спрямована на інтеграцію економічної, соціальної та екологічної складових розвитку.

Поява цієї концепції пов'язана з необхідністю розв'язання екологічних проблем і врахування екологічних питань в процесах планування та прийняття рішень щодо соціально-економічного розвитку країн, регіонів і населених пунктів.

Стратегічна екологічна оцінка (далі - СЕО) стратегій, планів та програм дає можливість зосередитися на всебічному аналізі можливого впливу планованої діяльності на довкілля та використовувати результати цього аналізу для запобігання або пом'якшення екологічних наслідків в процесі стратегічного планування.

Стратегічна екологічна оцінка – це новий інструмент реалізації екологічної політики, який базується на простому принципі: легше запобігти негативним для довкілля наслідкам діяльності на стадії планування, ніж виявляти та виправляти їх на стадії впровадження стратегічної ініціативи.

Метою СЕО є сприяння сталому розвитку шляхом забезпечення охорони довкілля, безпеки життєдіяльності населення та охорони його здоров'я, інтегрування екологічних факторів у підготовку планів та програм для забезпечення збалансованого (сталого) розвитку.

В Україні створені передумови для імплементації процесу СЕО, пов'язані з розвитком стратегічного планування та національної практики застосування екологічної оцінки. З 12 жовтня 2018 року в Україні вступив в дію закон «Про стратегічну екологічну оцінку».

Відповідно до ст. 2 розділу VI «Прикінцеві та перехідні положення» цього закону з 1 січня 2020 року стратегічна екологічна оцінка повинна здійснюватися для програм економічного і соціального розвитку громад.

Трипільська ТЕС розташована на Дніпровському узбережжі в 45 км південніше Києва, поблизу села Трипілля, і відображає загальні пріоритети та цілі розвитку Обухівської міської територіальної громади.

Екологічно-правове регулювання базується на нормах Закону України "Про охорону навколишнього природного середовища" [27].

У Законі закріплюється мета, завдання, принципи та механізм забезпечення ефективного природокористування, охорони довкілля, екологічної безпеки України. Цей Закон закріплює комплекс екологічних прав громадян.

Забезпечувати такі права громадян, та їх об'єднань, законні екологічні інтереси держави, юридичних осіб покликані закони та підзаконні акти, прийняті на його розвиток:

- Закон України "Про охорону атмосферного повітря";
- Закон України "Про природно-заповідний фонд України";
- Земельний кодекс України;
- Закон України "Про тваринний світ";
- Лісовий кодекс України;
- Кодекс України про надра;
- Водний кодекс України;
- Закон України "Про Червону книгу України";
- Закон України «Про стратегічну екологічну оцінку»;
- Закони та підзаконні акти, що діють в енергетиці [1, 2, 4];
- Закон України «Про енергозбереження». Закон, що визначає правові, економічні, соціальні та екологічні основи енергозбереження для всіх підприємств, об'єднань та організацій, розташованих на території України, а також для громадян.
- Цільова програма впровадження когенераційних технологій та ін.

5.2. Аналіз основних джерел забруднення навколишнього середовища від роботи типової ТЕС

5.2.1. Захист водойм відстічних вод

Експлуатація ТЕС пов'язана із використанням великої кількості води. Основна частина води (більше 90 %) витрачається в системах охолодження різних апаратів: конденсаторів турбін, масло- та повітроохолоджувачів, рухомих механізмів.

До стічних вод відноситься будь-який потік води, що виводиться з циклу електростанції.

На будь-якій ТЕС утворюються стічні води, що містять мазут, який потрапляє до води із головного корпусу, гаражів, відкритих розподільчих пристроїв, маслогосподарства.

Зниження негативного впливу ТЕС на водойми здійснюється наступними основними шляхами [34, 36-37]:

- очищенням стічних вод перед їх скиданням у водойми,
- організацією необхідного контролю;
- зменшенням кількості стічних вод аж до створення безстічних електростанцій;
- використанням стічних вод у циклі ТЕС;
- удосконаленням технології самої ТЕС.

Для припинення скидання стоків безпосередньо у відкритий водойму і скорочення скидів передбачається наступна очистка стоків:

- шламові стоки від освітлювачів спрямовуються на шламоуцілювальну установку, освітлені стоки повторно використовуються у виробництві;
- стоки від обмивки котлів нейтралізуються, знешкоджуються та повторно використовуються у виробництві;
- стоки від хімічних очисток котлів нейтралізуються, знешкоджуються та спрямовуються в баки-усреднителі з подальшим скидом на очисні споруди промвузла;

- стоки від знесолювальної установки нейтралізуються в баках-нейтралізаторах, направляються в баки-усереднювачі з подальшим скидом на очисні споруди біологічної очистки;
- стоки відмивної води від розпушування та регенерацій всіх фільтрів конденсатоочищення, а також стоки від мазутного господарства скидаються в каналізацію замазучених вод, звідки направляються на очисні споруди;
- для виключення скидання цirkводи передбачається використання її в якості вихідної на ХВО підживлення котлів;
- дощові стоки і талі води збираються у ставки-відстійники, освітлені стоки використовуються для підживлення цirkсистеми;
- неутилізовані засолені стоки направляються в баки-усереднювачі з подальшим скидом на очисні споруди біологічної очистки промвузла;
- госпобутові стоки з майданчика ТЕС також відводяться на очисні споруди біологічної очистки;
- стоки з обволонкі резервуарів з мазутом дощові стоки скидаються в ставки-відстійники збору дощових стоків з території ТЕС.

5.2.2. Викиди в навколишнє середовище

Процес горіння палива в камерах згорання (далі – КЗ) енергетичних ГТУ складніший, ніж в топкових камерах звичайних енергетичних установок.

При відносно невисоких температурах хімічна реакція горіння протікає досить повільно, а споживання кисню у багато разів менше можливості його доставки до фронту полум'я, який відокремлює топливовоздушную суміш від продуктів згорання [34, 36-37].

Найбільш небезпечними викидами ТЕС є оксиди азоту. Вміст оксидів азоту визначає токсичність продуктів згорання природного газу на 90...95%.

Крім того, оксиди азоту під впливом ультрафіолетового випромінювання активно беруть участь у фотохімічних реакціях в атмосфері з утворенням інших шкідливих газів.

Джерелом утворення оксидів азоту служить азот повітря і палива. В атмосферному повітрі міститься 78,1 % азоту за обсягом.

Азот є складовою частиною робочої маси палива. Вміст азоту в паливі невелика: до 1..1,5 % в топочному мазуті і природному газі і лише в окремих родовищах природний газ містить до 4 % молекулярного азоту.

Останнім часом серйозну увагу привернула проблема вивчення канцерогенних речовин, що утворюються при неповному згорянні палива.

За своєю поширеністю і інтенсивності впливу з багатьох хімічних речовин цього типу найбільше значення мають поліциклічні ароматичні вуглеводні (ПАВ) і найбільш активний з них - бензапірен.

Максимальна кількість бензапірену утворюється при температурі 700...800 °C в умовах нестачі повітря для повного згоряння палива.

5.3. Заходи, спрямовані на зменшення викидів брудних речовин в навколишнє середовище

5.3.1. Заходи, спрямовані на зменшення викидів NOx

Існуючі технічні рішення не завжди дозволяють домогтися задовільних екологічних показників роботи КЗ енергетичних ГТУ. У певних режимах їх переводять в так званий мокрий режим роботи, впорскуючи в потік газів певну кількість води (пара). Це дозволяє значно скоротити кількість NOx в газах.

Побічним явищем такого рішення є [1, 34, 36-37]:

- скорочення періодів між профілактичним техобслуговуванням і зменшення терміну служби;
- додаткові витрати на підготовку і впорскування води (пара);
- збільшення емісії CO.

Міжнародний концерн "Асеа Броун Бовери" (АББ) досяг значних успіхів у розробці сучасних сухих малотоксичних КЗ оригінальної конструкції. Це так звані EV - пальники, (екологічна пальник). EV - пальник складається з двох конусів, які зміщені один відносно іншого в осьовому напрямку. В результаті їх зміщення утворюються два шліца по всій довжині пальника.

Через ці шліци в пальник надходить повітря для горіння, який перемішується з природним газом, що вводиться через невеликі отвори по краях шліцов.

Завдяки спеціальній формі всередині пальники утворюється паливо-повітряна суміш, яка покидає конус і надходить у факел. Останній стабілізується рециркуляційної зоною перед пальником без допомоги механічного стабілізатора полум'я.

В результаті того, що оточуючий EV - пальник "холодний" повітря для горіння надходить всередину і факел не має контакту з корпусом пальника, остання залишається порівняно "холодною" і таким чином не піддається зносу.

EV - пальник придатна для змішаного режиму спалювання газоподібного і рідкого палива. При роботі на рідкому паливі воно розпорошується на зовнішні конуса і перемішується з повітрям для спалювання.

При роботі на природному газі без вприскування пари (води) EV - пальники гарантують викиди NOx менше 25ppm.

5.3.2. Зниження викиду сполук сірки в атмосферу.

Теплові електростанції є джерелом викиду сполук сірки в атмосферу.

Діоксид сірки (SO₂), міститься в димових газах, практично не впливає на процес виробництва електроенергії. Триоксид сірки (SO₃) обумовлює сірководню точку роси. По ній вибирають температуру відхідних газів котлів, і вона є одним з основних факторів ефективної роботи газоочистки [35].

Але практична відсутність впливу SO₂ на процес виробництва енергії "компенсується" активним впливом цієї речовини на навколишнє середовище: діоксид сірки в атмосфері при впливі озону, що утворюється з кисню повітря під дією сонячного світла, окислюється до триоксиду сірки SO₃, який з'єднується з водяною парою і утворює пари сірчаної кислоти.

Пари сірчаної кислоти в три-чотири рази важчий за повітря, під дією гравітації разом з атмосферними опадами надходять в ґрунт. В результаті прісноводні водойми та річки закисляється, що призводить до втрати частини водної флори і фауни.

Наявність у димових газах діоксиду сірки обумовлено постійним присутністю в твердому і рідкому паливі (і в природному газі деяких родовищ) різних з'єднань сірки - сульфідів і органічних сполук.

Скорочення викидів сполук сірки на ТЕС може бути здійснено трьома способами:

- шляхом очищення палива від з'єднань сірки до його спалювання;
- зв'язуванням сірки в процесі горіння;
- як наслідок очищення димових газів.

5.3.3. Зменшення викидів вуглекислого газу в атмосферу

З розвитком індустрії і техніки усталений баланс порушився через спалювання біомаси. В результаті спалювання викопних палив на землі тепер виникає щорічний приріст на 15 млрд. тон CO₂ понад збалансованого кругообігу, що сприяє утворенню так званого парникового ефекту.

Зменшити викиди CO₂ значно складніше, ніж викиди інших шкідливих речовин. Очищення відхідних газів ТЕС від вуглекислого газу апаратними засобами (наприклад за допомогою абсорбційної або мембранної технології) на сьогоднішній день виключно дорога, недоцільна і не знаходить застосування.

Враховуючи необхідність вирішення даної проблеми, в індустріально розвинених країнах ведуться роботи і в цьому напрямку.

Реальне зменшення викидів вуглекислого газу від ТЕС дають:

- 1) спалювання викопних палив з малим вмістом вуглецю (природний газ);
- 2) використання енергоносіїв, що не містять вуглець (ядерне паливо);
- 3) використання відновлюваних джерел енергії;
- 4) енергозбереження;
- 5) теплофікація;
- 6) реалізація технічних рішень, що підвищують ККД ТЕС [2].

5.4. Розрахунок викидів CO

Вихід оксиду вуглецю при спалюванні палива (в кг/тис м³) визначається як [35]:

$$C_{CO} = \frac{q_3 \cdot R \cdot Q_H^P}{1013} = \frac{1 \cdot 0,5 \cdot 49193}{1013} = 24,28,$$

де q_3 - втрати теплоти від хімічної неповноти згоряння палива, %;

R - коефіцієнт, що враховує частку втрати теплоти внаслідок хімічної неповноти згоряння палива, обумовлену змістом в продуктах неповного згоряння оксиду вуглецю.

Для твердого палива $R=10$; для газу $R=5$; для мазуту $R=0,65$.

Кількість оксиду вуглецю, що викидається з димовими газами при роботі двох котлів ТП-230, визначається за формулою, г/с:

$$M_{CO} = 0,001 \cdot C_{CO} \cdot V \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) = 0,001 \cdot 24,28 \cdot 700 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) = 169,96.$$

Кількість оксиду вуглецю, що викидається з димовими газами при роботі трьох ГТУ, визначається за формулою, г/с [35]:

$$\begin{aligned} M_{CO} &= 0,001 \cdot C_{CO} \cdot V \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) = 0,001 \cdot 24,28 \cdot 10197 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) \\ &= 247,58. \end{aligned}$$

5.5. Розрахунок викидів оксидів азоту

Сумарна кількість оксидів азоту (NO_x) в перерахунку на повне окислення оксидів азоту в діоксид азоту (NO₂), викидаються в атмосферу з димовими газами кожного котла при спалюванні твердого, рідкого і газоподібного палива, обчислюється за формулою, г/с [35]:

$$M_{NO_x} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot V \cdot Q_H^P \cdot \left(1 - \frac{q_H}{100}\right) \cdot \beta_1 \cdot (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \cdot \left(1 - \eta_{аз} \cdot \frac{n''}{n_k}\right),$$

де V - витрата натурального палива, г/с;

K - коефіцієнт, що характеризує вихід оксидів азоту,

Отже,
$$K = 12 \cdot \frac{230}{200+230} = 6,24,$$

β_1 - коефіцієнт, що враховує вплив на вихід оксидів азоту якості палива, що спалюється;

β_2 - коефіцієнт, що враховує конструкцію пальників (для вихрових пальників - 1, для прямоточних - 0,85);

β_3 - коефіцієнт, що враховує вид шлаковидалення (при твердому шлакоудаленням - 1, при рідкому шлаковидалення - 1,6);

ϵ_1 - коефіцієнт, що характеризує ефективність впливу рециркулює газів залежно від умов подачі їх в топку;

ϵ_2 - коефіцієнт, що характеризує зниження викидів оксидів азоту (при двухступенчатом спалюванні) при подачі частини повітря крім основних пальників;

r - рівень рециркуляції димових газів, %;

$\eta_{аз}$ - частка оксидів азоту, що уловлюються в азотоочістній установці;

n , пк - тривалість роботи азотоочістної установки і котла, год/рік.

При спалюванні рідкого і газоподібного палива значення приймається рівним:

при	$\alpha_{\phi} > 1,05$	$\beta_1=1$
при	$\alpha_{\phi} > 1,05 \div 1,03$	$\beta_1=0,9$
при	$\alpha_{\phi} > 1,03$	$\beta_1=0,75$

Величина коефіцієнта ϵ_1 при номінальному навантаженні котла і ступеня рециркуляції r менша за 20 % приймають такі значення [35]:

$\epsilon_1 = 0,0025$ - при введенні рециркуляційних газів в топку (при розташуванні пальників на вертикальних екранах);

$\epsilon_1 = 0,015$ - при введенні через шліци під пальниками;

$\epsilon_1 = 0,025$ - по зовнішньому каналу пальників;

$\epsilon_1 = 0,035$ - при введенні в повітряне дугтя у розтин двох повітряних потоків, якщо спалюється рідке і газоподібне паливо.

При спалюванні твердого палива $\epsilon_1 = 0,010$ при введенні газів рециркуляції в первинну аеросуміж и $\epsilon_1 = 0,005$ при введенні у вторинне повітря, якщо організовано високотемпературна спалювання.

При низькотемпературному спалюванні величина $\epsilon_1 = 0$.

Сумарна кількість оксидів азоту (NO_x), що викидаються в атмосферу з димовими газами при роботі двох котлів ТП-230:

$$M_{NO_x} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 6,24 \cdot 7000 \cdot 49193 \cdot 0,9 = 65,7.$$

Сумарна кількість оксидів азоту (NO_x), що викидаються в атмосферу з димовими газами при роботі трьох ГТУ:

$$M_{NO_x} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 6,24 \cdot 10197 \cdot 49193 \cdot 0,9 = 98,54.$$

5.6. Гранично допустимі концентрації деяких шкідливих речовин в атмосфері

Для попередження несприятливих наслідків забруднення повітря вміст шкідливих речовин в атмосфері регламентується відповідними нормативними документами. Допустимою вважається концентрація шкідливої речовини, яка не має прямого чи опосередкованого шкідливого і неприємного дії на організм людини, не знижує його працездатності, не погіршує самопочуття.

Неприпустимими є такі концентрації шкідливих речовин, які впливають на рослинність, клімат місцевості, прозорість атмосфери, умови життя населення.

Гранично допустимою концентрацією (ГДК) шкідливої речовини називається такий зміст його в повітрі, яке при щоденному впливі протягом необмеженого часу не може викликати у людини будь-яких патологічних змін або захворювань.

Санітарне законодавство виділяє два види ГДК: максимально-разову і середньодобову. Максимально-разова ГДК враховує залпові, масивні викиди в атмосферу шкідливих речовин внаслідок особливостей технології, аварійних ситуацій.

Середньодобова ГДК враховує пікові і найменші концентрації атмосферних забруднень, які мають місце протягом доби.

Ця концентрація являє собою середню арифметичну з усіх проб, відібраних в населеному пункті протягом доби. Гранично допустима концентрація у повітрі населених місць встановлена для максимально разового і середньодобового значень.

Для повітря виробничих приміщень встановлена норма тільки максимально разової концентрації. Для виробничих приміщень, де людина перебуває обмежений час, ГДК вище, ніж ГДК для повітря населених місць.

В Україні ГДК узаконені і обов'язкові для виконання. При їх встановленні беруть коефіцієнти запасу від 2 до 100 для різних шкідливих речовин, що створює додаткову гарантію безпеки [35].

Нижче наведені ГДК шкідливих речовин, що транспортуються по магістральних трубопроводах або утворюються з транспортуються рідких та газоподібних продуктів (табл. 5.1).

Таблиця 5.1

Гранично допустимі концентрації деяких шкідливих речовин в атмосфері

Речовина	ГДК, мг/м ³			Небезпека	
	Максимально-разова в населених пунктах	Середньободова	В робочій зоні	Токсична	Екологічна
Сірководень H ₂ S	0,008	0,008	10	1	1
Діоксид азоту NO ₂	0,085	0,04	5	2	2
Оксид азоту NO	0,4	0,06	-	3	2
Вуглеводні	0,03	0,005	300	2	1
Метанол	1,0	0,5	5	7	2
Метилмеркаптан	9×10 ⁻⁶	9×10 ⁻⁶	1	1	2
Сірчистий газ SO ₂	0,5	0,05	10	4	1
Чадний газ CO	5,0	3,0	20	6	3
Бензин	3	1,5	5	4	2
Метан	-	200	300	5	1
Бензапірен	0,00001	0,00001	-	1	1

При одночасній наявності у повітрі декількох шкідливих речовин, що володіють сумацією дій, їх безрозмірна сумарна концентрація (для кожної групи зазначених шкідливих речовин однонаправленої дії) не повинна перевищувати одиниці при розрахунку за формулою:

$$C = \frac{C_1}{ГДК_1} + \frac{C_2}{ГДК_2} + \dots + \frac{C_n}{ГДК_n} \leq 1,$$

де C_1, C_2, \dots, C_n – концентрація шкідливих речовин в атмосферному повітрі в одній і тій же точці місцевості;

$ГДК_1, ГДК_2, \dots, ГДК_n$ – максимальні гранично-допустимі концентрації шкідливих речовин в атмосферному повітрі.

Висновок за розділом

1. Результати дослідження показали, що вплив викидів з ГТУ на навколишнє середовище слід розглядати як частину глобальної проблеми, пов'язаної зі спалюванням вуглеводневих палив, яка полягає в тому, що кисень з атмосферного повітря безповоротно втрачається, а вуглекислий газ накопичується у верхніх шарах атмосфери.

У результаті цього порушується природний процес теплообміну між Землею і навколишнім простором, що призводить до виникнення “парникового ефекту” і глобальної зміни клімату.

2. Виявлено, що наявність токсичних речовин у продуктах згоряння, які виходять з ГТУ, відносно невелика, що обумовлено:

- в ГТУ спалюється очищене паливо з мінімумом сірчаних сполук;
- завдяки тому, що ГТУ працюють на усталених режимах, при яких коефіцієнт повноти згоряння достатньо великий;
- відносно низька температура газу перед турбіною не призводить до створення окислів азоту.

Однак, кількість токсичних речовин, що нормується ГОСТ 28775-90, не повинна перевищувати: окисів азоту – 150 мг, а окису вуглецю – 300 мг на один нормальний кубічний метр спаленого газу.

Розроблено заходи, спрямовані на зменшення викидів в атмосферу NO_x, сполук сірки, вуглекислого газу, викидів СО та оксидів азоту.

3. При реконструкції типової ТЕЦ викиди шкідливих речовин підвищуються, а саме:

- оксиду вуглецю - зі 169,96 г/с до 247,58 г/с;
- оксидів азоту - зі 65,7 г/с до 98,54 г/с.

4. Для покращення якісних характеристик навколишнього середовища потрібно проводити модернізацію ГТС України та використовувати:

- сучасні ГТУ з камерами згоряння з низьким рівнем емісії оксидів азоту;
- вдосконалені системи очистки паливного газу;
- оновлене технологічне обладнання;

- найсучасніші системи автоматичного керування, пожежогасіння, вентиляції та контролю загазованості;
- системи дистанційного управління і регулювання технологічними процесами на ТЕС;
- системи модернізації і ремонту ГТУ за технічним станом.

ВИСНОВКИ

1. Розглянуто техніко-економічне обґрунтування та проаналізовано технічні рішення децентралізованого відновлення Трипільської ТЕЦ.

2. Розглянуто теплову схему газотурбінної установки з котлами-утилізаторами та їх загальні характеристики на базі Дарницької ТЕЦ.

3. Децентралізоване відновлення Трипільської ТЕЦ передбачається проводити на базі типової ТЕЦ у два етапи, а саме:

– будівництво нового головного корпусу для встановлення трьох газотурбінних блоків у складі 3^хГТУ+3^хКУ з послідовним введенням двох пускових комплексів.

– демонтаж фізично та морально застарілого турбінного та котельного обладнання першої черги.

– демонтаж двох турбіни ПТ-25-3М ст. №1,2 і виведення з роботи двох котлів ТП-230-2 (9,8 МПа).

4. Реалізація другого етапу реконструкції пропонується розпочати після введення двох блоків ГТУ.

5. Проведено розрахунок енергетичних показників ГТУ, а саме:

- електрична потужність ГТУ складає – 57400 кВт;
- ККД ГТУ з виробництва електроенергії (брутто) – $\eta_{\text{егту}} = 0,343$;
- ККД ГТУ з виробництва електроенергії (нетто) – $\eta_{\text{егту}}^H = 0,325$;
- частка витрат електроенергії на власні потреби ГТУ - $\mathcal{E}_{\text{сн}} = 0,052$.

6. Визначено енергетичні показники ТЕЦ.

7. Проведено тепловий розрахунок котла – утилізатора. Сумарна поверхня склала величину – 31080 м², число рядів секцій по ходу газів – 12.

8. Здійснено тепловий розрахунок ГВТО на основі теплового балансу пікового мережевого підігрівача та теплового розрахунку деаератора живильної води.

Кількість теплоти, що відпускається на ГТУ-ТЕЦ зовнішнім споживачам:

- с технологічною парою – 67090 кВт;
- з мережною водою – 21839 кВт.

9. Проведено аеродинамічний розрахунок котла – утилізатора. Розрахунок виконано з метою визначення аеродинамічного опору КУ та впливу його на потужність ГТУ в режимі її роботи в схемі ГТУ-ТЕЦ.

- Площа вільного перетину для проходу газів ГТУ через КУ – 58,8 м²;
- Швидкість газів – 4,45 м/с;
- Аеродинамічний опір першого ряду секцій – 158 Па;
- Аеродинамічний опір КУ – 2008 Па;
- Коефіцієнт зменшення електричної потужності ГТУ – 0,989;
- Електрична потужність ГТУ при роботі за схемою ГТУ-ТЭЦ – 56770 кВт;

10. Визначено енергетичні показники ГТУ-ТЕЦ:

- Річне виробництво електроенергії ТЕЦ – 3960 млн.кВт·год, у тому числі від трьох блоків ГТУ – 1420 млн.кВт·год;
- Відпуск теплової енергії з колекторів ТЕЦ – 40400 тис.ГДж, у тому числі від трьох блоків ГТУ – 6788 тис. ГДж;
- Річна витрата електроенергії на власні потреби ТЕЦ – 396 млн. кВт · год;
- Річна витрата електроенергії на власні потреби, віднесений на відпуску теплоти – 258 млн. кВт · год;
- Річна витрата електроенергії на власні потреби, що припадає на вироблення електроенергії – 138 млн. кВт · рік;
- Питома витрата електроенергії на власні потреби з виробництва електроенергії – 3,5%;
- Відпуск електроенергії з шин ТЕЦ – 3564 млн. кВт · рік;
- Річна витрата електроенергії на власні потреби ТЕЦ – 70 млн. кВт · рік;
- Річна витрата електроенергії на власні потреби, віднесений на відпуску теплоти – 32,4 млн. кВт · рік;
- Річна витрата електроенергії на власні потреби, що припадає на вироблення електроенергії – 37,6 млн. кВт · рік;

- Питома витрата електроенергії на власні потреби з виробництва електроенергії – 2,6%;

- Відпуск електроенергії з шин ТЕЦ – 1350 млн. кВт · рік.

11. Проведено розрахунок енергетичних показників роботи ТЕЦ:

- Річне виробництво електроенергії ТЕЦ – 3960 млн. кВт · рік,
у тому числі від трьох блоків ГТУ – 1420 млн. кВт · рік;

- Відпуск теплової енергії з колекторів ТЕЦ – 40400 тис. ГДж,
у тому числі від трьох блоків ГТУ – 6788 тис. ГДж;

- Річна витрата електроенергії на власні потреби ТЕЦ – 396 млн. кВт · рік;

- Річна витрата електроенергії на власні потреби, віднесений на відпуску теплоти – 258 млн. кВт · рік;

- Річна витрата електроенергії на власні потреби, що припадає на вироблення електроенергії – 138 млн. кВт · рік;

- Питома витрата електроенергії на власні потреби з виробництва електроенергії – 3,5%;

- Відпуск електроенергії з шин ТЕЦ – 3564 млн. кВт · рік;

- Річна витрата електроенергії на власні потреби ТЕЦ – 70 млн. кВт · рік;

- Річна витрата електроенергії на власні потреби, віднесений на відпуску теплоти – 32,4 млн. кВт · рік;

- Річна витрата електроенергії на власні потреби, що припадає на вироблення електроенергії – 37,6 млн. кВт · рік;

- Питома витрата електроенергії на власні потреби з виробництва електроенергії – 2,6%;

- Відпуск електроенергії з шин ТЕЦ – 1350 млн. кВт · рік.

12. Виконано розрахунок річної витрати умовного палива по ТЕЦ в цілому:

- Річна витрата умовного палива на турбіни ПТ-60-130/13 – 974 тис.

- Річна витрата умовного палива на турбіни ПТ-25-90 – 154 тис. т. ум.

- Загальна витрата тепла на турбіни – 5304 тис. ГДж.
- Річний відпуск теплоти для виробничих цілей – 2773,78 тис. ГДж.
- Сумарна годинна відпуска теплоти з виробничих відборів турбін – 192,74 ГДж/год.
- Число годин використання протягом року виробничого навантаження – 8000 год.
- Річний відпуск теплоти з опалювальних відборів турбін – 1902,26 тис. ГДж.
- Сумарний часовий відпуск теплоти з опалювальних відборів турбін – 263,97 ГДж/год.
- Число годин використання протягом року опалювальної навантаження відборів – 8000 год.
- Загальна витрата тепла на турбіну Р-50-130/13 – 7822 тис. ГДж.
- Річний відпуск теплоти для виробничих цілей – 416988,8 тис. ГДж.
- Сумарний годинний відпуск теплоти з виробничих відборів турбін – 905,04 ГДж/год.
- Число годин використання протягом року виробничого навантаження – 8000 год.
- Загальна витрата тепла на турбіни Р-25-90 – 11987 тис. ГДж.
- Річний відпуск теплоти для виробничих цілей – 9230,57 тис. ГДж.
- Сумарний годинний відпуск теплоти з виробничих відборів турбін – 427,38 ГДж/год.
- Число годин використання протягом року виробничого навантаження – 8000 год.
- Загальна витрата тепла на турбіни Р-50-130/13 и Р-25-90 – 19056,12 тис. ГДж.
- Річна витрата палива на турбіни Р-50-130/13 и Р-25-90 – 781 тис. т. ум.
- Річна витрата умовного палива ГТУ – 487 тис.
- Загальний річний витрата умовного палива по ТЕЦ – 2396 тис. т. ум.

13. Проведено розрахунок питомих витрат палива на відпуск електроенергії та теплоти:

- Річна витрата умовного палива на відпуск теплоти без обліку витрати електроенергії на власні потреби – 1597 тис. т. ум,

- Річна витрата умовного палива на відпуск електроенергії – 799 тис. т. ум.

- Річна витрата умовного палива на відпуск теплоти з урахуванням електроенергії на власні потреби, віднесеної на відпуск теплоти – 1651 тис.

- Питома витрата умовного палива на відпуск електроенергії – 209 кгум/кВт · год.

- Питома витрата умовного палива на відпуск теплоти – 40,8 кгум/ГДж.

- Річна витрата умовного палива на відпуск теплоти без обліку витрати електроенергії на власні потреби – 266 тис. т. ум.

- Річна витрата умовного палива на вироблення електроенергії – 221 тис. т. ум

- Річна витрата умовного палива на відпуск теплоти з урахуванням електроенергії на власні потреби, віднесеної на відпуску теплоти – 271 тис.

- Річна витрата умовного палива на відпуск електроенергії з урахуванням власних потреб, що припадають на виробництво електроенергії – 216 тис. т. ум.

- Питома витрата умовного палива на відпуск електроенергії – 151,7 кгум/кВт · год.

- Питома витрата умовного палива на відпуск теплоти – 39 кгум/ГДж.

- ККД ТЕЦ з відпуску електроенергії – 59%.

- ККД ТЕЦ з відпуску теплоти – 83%.

- Коефіцієнт використання палива – 76%.

14. Проаналізовано систему автоматичного регулювання технологічних процесів на типовій ТЕЦ (за даними Дарницької ТЕЦ м. Києва).

15. Розглянуто особливості системи управління ГТУ-ТЕЦ.

16. Проведено аналіз гідравлічної частини системи регулювання.

17. Виконано розрахунок пристрою звуження система регулювання потужності ГТУ.

18. Представлена законодавча та нормативна база України з охорони праці і аналіз шкідливих та небезпечних виробничих факторів, що виникають при експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій, теплових мереж і тепловикористовувальних установок.

19. Проведено аналіз шкідливих та небезпечних виробничих факторів та аналіз умов праці в турбінному цеху ТЕЦ.

20. Показані організаційні та конструктивно-технологічні заходи для зниження впливу шкідливих виробничих факторів.

21. Проведено розрахунок вентиляційного обладнання ГТУ-ТЕЦ за вибухонебезпечністю. Рекомендовано використовувати відцентровий вентилятор типу Ц 4–70 № 8 з межами продуктивності 15...23,3 тис.м³/год. Кількість – 8 шт.

22. Представлені профілактичні заходи, спрямовані на попередження пожеж на ТЕЦ.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. *Енергетична стратегія України до 2035 року «Безпека, Енергоефективність, Конкурентоспроможність»*. – URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>
2. *Теплова енергетика - нові виклики часу / за заг. ред. П. Омеляновського, Й. Мисака; [упоряд. А. Акімов]. - Л: Українські технології, 2009. - 658 с.*
3. *Чернявський, М. В.* Аналіз варіантів та розрахункове обґрунтування технічних рішень для переведення котла ТПП-210А Трипільської ТЕС на спалювання газового вугілля [Текст] / М. В. Чернявський, Є. С. Мірошниченко, О. Ю. Провалов // *Новини енергетики*. – 2018. – № 3. – С. 19-23.
4. *Коробко, Б. П.* Стратегічні заходи для ефективної модернізації паливно-енергетичного комплексу України [Текст] / Б. П. Коробко // *Новини енергетики*. – 2018. – № 3. – С. 25-30.
5. *Демідов О. І.* Використання газотурбінних установок при реконструкції ТЕЦ промислово-опалювального типу / О. І. Демідов, А. Г. Кутахов, В. М. Корень // *Промислова енергетика*, 2004. – № 2. – С. 19 – 25.
6. *Доцатов Ю.* Децентралізація енергогенерації в Україні можлива у перспективі 12–15 місяців. Меморандум із МВФ. – URL: <https://www.rbc.ua/rus/news/detsentralizatsiya-energogeneratsiyi-ukrayini-1720012285.html>
7. *Евенко В. І.* Аналіз паливної економічності газотурбінних ТЕЦ / В. І. Евенко // *Теплоенергетика*, 2006. - № 10. – С. 74 – 78.
8. *Lys, S. S., & Yurasova, O. H.* (2018). Analysis of Methods for Increasing the Operating Term of the Boiler Unit TP-100a of the Power Unit № 10 Burshtyn TPP. *Scientific Bulletin of UNFU*, 28, 99–103. – URL: <https://doi.org/10.15421/40280120>
9. *Cherniavskiy, M. V., Moiseienko, O. V., & Monastyrova, T. M.* (2017). *Istoriia i perspektyvy vykorystannia vuhillia na TES Ukrainy z ohliadu na metu skorochennia vykydiv parnykovykh haziv. Vuhilna teploenerhetyka: shliakhy rekonstruktsii ta rozvytku: zb. nauk. prats 13-oi Mizhnar. nauk.-prakt. konf., (pp. 21–27). Kyiv: IVE NAN Ukrainy, 268 p. [In Ukrainian].*
10. *Analiz variantiv ta rozrakhunkove obgruntuvannia tekhnichnykh rishen dlia podalshoi rozrobky ta realizatsii proektu "Tekhnichne pereosnashchennia kotloahrehatu st. № 4 Trypils'koi TES v chastyni vykorystannia neproektnoho palyva (vuhillia marok H, DH) na vul. Promyslovii, 1, m. Ukrainka Obukhivskoho raionu Kyivskoi oblasti": Zvit pro NDR za dohovorom № 15/17 vid 31.05.2017 (zakliuchnyi). Nauk. kerivnyk Cherniavskiy, M. V. Kyiv: IVE NAN Ukrainy, 2017. [In Ukrainian].*
11. *Cherniavskiy, M. V., Miroshnychenko, Ye. S., & Provalov, O. Yu.* (2017). *Analiz variantiv ta rozrakhunkove obgruntuvannia tekhnichnykh rishen dlia perevedennia kotla TPP-210A Trypils'koi TES na spaliuvannia hazovoho vuhillia. Vuhilna teploenerhetyka: shliakhy rekonstruktsii ta rozvytku: zb. nauk. prats 13-oi Mizhnar. nauk.-prakt. konf., (pp. 86–90). Kyiv: IVE NAN Ukrainy, 368 p.*

12. *Reciprocating Engine or Combustion Turbine?* / K. Koenig, G. Ericson // Burns McDonnell. International District Energy Association. [Електронний ресурс]. – URL: <https://www.districtenergy.org/HigherLogic/System>
13. *CHP Technology*. A detailed guide for CHP developers – Part 2. Crown copyright 2008. Department of Energy & Climate Change. – 64 p. – [Електронний ресурс]. – URL: <https://www.gov.uk/government/collections/combined-heat-and-power-chp-developers-guides>
14. *Stirling Engine* / K. Hirata. – [Електронний ресурс]. – URL: <http://www.bekkoame.ne.jp/~khirata/>
15. *Sustainable Energy Conversion Through the Use of Organic Rankine Cycles for Waste Heat Recovery and Solar Applications* / S. Quoilin // PhD Thesis, the University of Liège (Belgium), Liège, October 2011, 813 p.
16. *HKD 34.20.507-2003 "Tekhnichna ekspluatatsiia elektrychnykh stantsii i merezh: Pravyla"* (PTE). Kyiv: Ministerstvo palyva ta enerhetyky Ukrainy. Retrieved from: – URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245088130>. [In Ukrainian].
17. *Golyshev, L. V., Vinnitskii, I. P., & Fil, S. A., et al. (2003). Economic Parameters of the Coal-Fired TPP-210A Boiler under Nonstationary Operating Modes. Power Technology and Engineering, 37, 302–305.*
18. *Правила безпечної експлуатації під час експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій, теплових мереж і тепловикористовувальних установок* – URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z2127-13#Text>
19. *Закон України про охорону праці*. [Електронний ресурс] – URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2849-20#n2445>
20. *Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 05 червня 2013 року № 317. Вимоги до роботодавців стосовно забезпечення безпечного виконання робіт у потенційно вибухонебезпечних середовищах*. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z2127-13#Text>
21. *Типове положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці, затвердженого наказом Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 26 січня 2005 року № 15 (НПАОП 0.00-4.12-05)*. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0231-05#Text>
22. *Про перелік робіт з підвищеною небезпекою, затверджений наказом Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 26 січня 2005 року № 15 (НПАОП 0.00-8.24-05)*. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0231-05#Text>
23. *Порядок проведення медичних оглядів працівників певних категорій, затверджений наказом Міністерства охорони здоров'я України від 21 травня 2007 року № 246*. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0231-05#Text>
24. *Наказ Міністерства охорони здоров'я України від 29 грудня 1993 року № 256*. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0051-94#Text>

25. *Наказ* Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 21 грудня 1993 року № 132. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0020-94#Text>
26. *Наказ* Комітету з нагляду за охороною праці Міністерства праці та соціальної політики України від 29 січня 1998 року № 9. ((НПАОП 0.00-4.15-98). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0226-98#Text>
27. *Закон* України «Про охорону навколишнього природного середовища». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1264-12#Text>
28. *Інформація* про стан забруднення атмосферного повітря міст Київської області у 2019 р., Департамент екології та природних ресурсів Київської ОДА, 2020 р.
29. *Комплексна* програма охорони навколишнього природного середовища на території Обухівської міської об'єднаної територіальної громади на 2021-2025 роки.
30. *Програма* соціально-економічного та культурного розвитку Обухівської міської об'єднаної територіальної громади на 2021 рік.
31. *Інвестиційний* паспорт Обухівського району, [Електронний ресурс] – URL: <https://obukhovrda.gov.ua/investitsiyinyi-pasport-rayonu/>
32. *Інформація* Головного управління статистики м. Києва. – [Електронний ресурс]. – URL: <http://kiev.ukrstat.gov.ua/>
33. *Закон* України «Про стратегічну екологічну оцінку». – [Електронний ресурс]. – URL: [http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/23 54-19](http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/23%54-19)
34. *Зміни* до Методичних рекомендацій із здійснення стратегічної екологічної оцінки документів державного планування: наказ Міністерства екології та природних ресурсів України від 29 грудня 2018 року № 465. [Електронний ресурс] – URL: https://menr.gov.ua/files/docs/nakazy/2018/nakaz_465.pdf
35. *Методичні* рекомендації для проведення стратегічної екологічної оцінки: практичний посібник / Марушевський Г., Потапенко В. – Федерація канадських муніципалітетів / Проект міжнародної технічної допомоги «Партнерство для розвитку міст», 2019. – 71 с. [Електронний ресурс]. – URL: http://pleddg.org.ua/wpcontent/uploads/2019/05/MP-CEO_web.pdf
36. Про затвердження Методичних рекомендацій із здійснення стратегічної екологічної оцінки документів державного планування: наказ Міністерства екології та природних ресурсів України від 10.08.2018 № 296 [Електронний ресурс]. – URL: https://menr.gov.ua/files/docs/nakazy/2018/nakaz_296.pdf
37. Про внесення змін до Методичних рекомендацій із здійснення стратегічної екологічної оцінки документів державного планування: наказ Міністерства екології та природних ресурсів України від 18.07.2019 №260.[Електронний ресурс] – URL: https://menr.gov.ua/files/docs/nakazy/2019/nakaz_260.pdf

Характеристика турбін ТЕС

Показник	Типорозмір		
	К-300-23,5	Т-250/300-23.5	Т-110/120-12.8
Номінальна потужність, МВт	300	250	110
Максимальна потужність, МВт	320	300	120
Пара свіжа:			
тиск, МПа	23,5	23,5	12,8
температура, °С	560	540	555
витрата, т/год	950	980	485
Пара проміжного перегріву:			
тиск, МПа	4,0/3,5	4,06/3,65	
температура, °С	289/540	300/540	
витрата, т/год	707	835	
Відпрацьована пара:			
тиск, МПа	0,0035	0,005	0,005
сухість	0,95	1,0	1,0
температура, °С	27	33	33
витрата, т/год	572		
Механічний ККД турбіни	0,995	0,993	0,99
Число відборів пари для регенерації	9	8	7
Місткість маслобаку, м ³	56	66	26
Регулюючі відбори пари: тиск, МПа			
верхній теплофікаційний відбор		0,06-0,2	0,06-0,25
нижній теплофікаційний відбор		0,05-0,15	0,05-0,2

Характеристика регенеративних відборів турбін ТЕС

Відбір пари	Підігрівник	Параметри пари в камері відбору		Кількість відібраної пари, т/год
		тиск, МПа	Температура, °С	
Турбіна К-300-23,5				
Перший	ПВТ8	5,4	352	4205
Другий	ПВТ7	3,87	309	80,5
Третій	ПВТ6	1,49	446	33,0
	Турбопривід ТЖН	1,49	446	97,5
	Деаератор 0,7 МПа	1,49	446	11,0
Четвертий	ПНТ5	0,413	284	19,0
П'ятий	ПНТ4	0,243	260	22,0
Шостий	ПНТ3	0,128	171	21,5
Сьомий	ПНТ2	0,0616	106	17,0
Восьмий	ПНТ1	0,0268	64	24,5
Турбіна Т-250/300-23,5				
Перший	ПВТ8	5,88	345	51,3
Другий	ПВТ7	4,15	300	93,3
Третій	Турбопривід ТЖН	2,53	485	151,0
Четвертий	ПВТ6	1,73	435	35,3
П'ятий	Деаератор 0,7 МПа	1,03	365	15,4
Шостий	ПНТ5	0,47	340	12,5
Сьомий	ПНТ4	0,285	230	19,6
Восьмий	ПНТ3, ПГС1	0,095	135	130,0
Дев'ятий	ПНТ2, ПГС2	0,028	135	60

Характеристика регенеративних відборів турбін ТЕС

Турбіна Т-110/120-12,8				
Перший	ПВТ7	3,32	379	17,5
Другий	ПВТ6	2,28	337	27,8
Третій	ПВТ5	1,22	266	16,9
	Деаератор, 0,6 МПа	1,22	266	6,6
Четвертий	ПНТ4	0,47	190	11,4
П'ятий	ПНТ3	0,294	133	22,2
Шостий	ПНТ2	0,098	133	7,0
Сьомий	ПНТ1	0,037	133	0,6

Додаток В

1	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
2	Точка процесу	Назва потоку підгрівника	Розрахунок елементів ПТС з турбоустановкою Т-110/120-12,8 за допомогою MS EXCEL										Номер підгрівника		
3			Пара гріюча			Дренаж гріючої пари			температурний напір	Вода живильна, конденсат основний					
4			Р,МПа	t, °C	h,кДж/кг	Р',МПа	t', °C	h',кДж/кг	θ°С	Рп,МПа	tp, °C	hp,кДж/кг			
4	0	Пара свіжа	12,5	535	3440										
5	0	Пара свіжа після СРК	11,87	530	3440										
6	1	Пара першого відбору на ПВТ7	3,32	400	3120	2,98	233	1006,2	3	17	230	993,7	7		
7	2	Пара другого відбору на ПВТ6	2,28	360	3040	2	212	908,6	3	17,5	209	943,3	6		
8	3	Пара третього відбору на ПВТ5	1,22	290	2880	1,09	183	776,5	3	18	180	770	5		
9	3	Пара третього відбору на Д	1,22	290	2880	0,6	159	670,4	0	0,6	159	670,4	д		
10	4	Пара четвертого відбору на ПНТ4	0,47	160	2760	0,423	146	612,8	4	1,54	142	602,4	4		
11	5	Пара п'ятого відбору на ПНТ3	0,294	90	2653	0,26	122	520,7	4	1,56	118	438	3		
12	6	Пара шостого відбору на ПНТ2	0,098	60	2560	0,088	96	401,92	4	1,58	92	386	2		
13	7	Пара сьомого відбору на ПНТ1	0,037	55	2300	0,035	52	392,7	4	1,6	49	298	1		
14	К	Пара в конденсатор	0,006	33	2280	0,006	30	151,5							
15		η _м	0,99												
16		η _г	0,99												
17			D_{жв}=D₀+D_{кпр}+D_{пр}+D_{вцп}+D_{еж}=D₀+0,02*D₀+0,03*D₀+0,004*D₀+0,001*D₀+1,055*D₀												
18															
19															
20															
21		N₁,кВт	38949,15	D₁	0,025409 *D ₀	N_{1д}	313,632 *D ₀	D₀,кг/с	124,1874	Q_{гп}	305318,7283 кВт				
22		N₂,кВт	9489,87596	D₂	0,085483 *D ₀	N_{2д}	76,41575 *D ₀	D₁,кг/с	3,155452	η_{гп}^е	0,3930319				
23		N₃,кВт	17315,0074	D₃	0,043494 *D ₀	N_{3д}	139,4264 *D ₀	D₂,кг/с	10,61591	q	2,544322736				
24		N₄,кВт	12063,2887	D_{ок}	0,880917 *D ₀	N_{4д}	97,13775 *D ₀	D₃,кг/с	5,401465	η^е	0,3930319				
25		N₅,кВт	9869,15	D_{3д}	0,019697 *D ₀	N_{5д}	79,46981 *D ₀	D₄,кг/с	8,46071	Q_{св}	322655,7914 кВт				
26		N₆,кВт	8365,54	D₄	0,068129 *D ₀	N_{6д}	67,36219 *D ₀	D₅,кг/с	2,329395	η_{гп}	0,946267622				
27		N₇,кВт	22390,61	D₅	0,018757 *D ₀	N_{7д}	180,2969 *D ₀	D₆,кг/с	3,912131	η^е_{сн}	0,334722025 η _{ср} =0,87-0,93				
28		N₈,кВт	1557,37	D₆	0,031502 *D ₀	N_{8д}	12,54048 *D ₀	D₇,кг/с	8,416747	b_г	367,4690958 г/(кВт*год)				
29		?N,кВт	120000,00	D₇	0,067775 *D ₀	?N	966,2813 *D ₀	D_{3л},кг/с	2,446091						
30		?N,%	0,00	D^е_н	0,639755 *D ₀			D_{еж},кг/с	0,124187						
31				D^е_к	0,639755 *D ₀			D_{вцп},кг/с	0,49675						
32								D_{жв},кг/с	131,0177						
33								D_{кпр},кг/с	2,483749						
34								D^к_{пр},кг/с	79,44954						
35								D_{пр},кг/с	3,725623						

Розрахунок елементів ПТС з турбоустановкою Т-250/300-23,5 за допомогою MS EXCEL (режим відображення формул)														Номер підтримки	
1	Точка процесу	Назва потоку / агрегату	Пара грійача			Дренаж грійача пари			температура пари	Водяний пар, конденсат основний					
2			Р, МПа	t, °C	h, кДж/кг	Р, МПа	t, °C	h, кДж/кг	θ, °C	Рп, МПа	tn, °C	hп, кДж/кг			
4	0	Пара свіжа	24,5	540	3303										
5	0	Пара свіжа після ОРК	23,3	533	3303										
6	1	Пара першого відбору на ПТВ8	5,88	336	3006	5,59	271	1190	3	31,5	268	1172	8		
7	200П	Пара другого відбору на ПТВ7	4	277	2891	-С7°0,95	243	1072,8	3	32	240	1063	7		
8	ГПП	Пара третього відбору на ПТВ6	3,5	540	3535										
9	3	Пара четвертого відбору на ПТВ5	2,53	495	3452										
10	4	Пара п'ятого відбору на ПТВ4	1,73	449	3359	1,64	203	865	3	32,5	200	864	6		
11	5	Пара шостого відбору на ПТВ3	1,03	382	3232	0,7	165	697,1	0	0,7	165	697,1	4		
12	6	Пара сьомого відбору на ПТВ2	0,47	305	3065	0,45	148	623	4	1,4	144	607	5		
13	7	Пара восьмого відбору на ПТВ1	0,285	252	2867	0,27	130	546	4	1,6	126	530	4		
14	8	Пара дев'ятого відбору на ПТВ0	0,095	195	2746	-С14°0,95	97	405,8	4	1,8	93	390	3		
15	9	Пара десятого відбору на ПТВ0	0,028	150	2567	-С15°0,95	66	277	4	2	62	262	2		
16	К	Пара конденсат	0,0055	35	2363	0,0055	34	145							
17		η _п													
18		η _т													
19															
20															
21															
22															
23															
24															
25															
26															
27															
28															
29															
30															
31															
32															
33															
34															
35															
36															
37															

$D_{tot} = D_1 + D_{2p} + D_{3p} + D_{4p} = D_1 + 0,02D_1 + 0,01D_1 + 0,005D_1 = 1,035D_1$	
$N_1, кВт$	D_1
$N_2, кВт$	D_2
$N_3, кВт$	D_3
$N_4, кВт$	D_4
$N_5, кВт$	D_5
$N_6, кВт$	D_6
$N_7, кВт$	D_7
$N_8, кВт$	D_8
$N_9, кВт$	D_9
$N_{10}, кВт$	D_{10}
$\sum N_{квт}$	D_{Σ}
$\Delta N, \%$	D'_{Σ}

$N_1 = 1 \cdot (E + E6 / 0,99) \cdot 0,99$	$N_2 = 1 \cdot (E4 + E6 / 0,99) \cdot 0,99$	$N_3 = 1 \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99 \cdot 0,99$	$N_4 = 1 \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99 \cdot 0,99$	$N_5 = 1 \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99 \cdot 0,99$	$N_6 = 1 \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99 \cdot 0,99$	$N_7 = 1 \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99 \cdot 0,99$	$N_8 = 1 \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99 \cdot 0,99$	$N_9 = 1 \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99 \cdot 0,99$	$N_{10} = 1 \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99 \cdot 0,99$	$\sum N = \sum N_{квт} + 2 \cdot H \cdot 3$
$D_1 = 1,035 \cdot (L \cdot 6 \cdot 7) \cdot (E6 + E6) \cdot 0,99$	$D_2 = 1,035 \cdot (L \cdot 7 \cdot 10) \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99$	$D_3 = 1,035 \cdot (L \cdot 10 \cdot 15) \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99$	$D_4 = 1,035 \cdot (L \cdot 11 \cdot E11) \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99$	$D_5 = 1,035 \cdot (L \cdot 11 \cdot E11) \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99$	$D_6 = 1,035 \cdot (L \cdot 11 \cdot E11) \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99$	$D_7 = 1,035 \cdot (L \cdot 11 \cdot E11) \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99$	$D_8 = 1,035 \cdot (L \cdot 11 \cdot E11) \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99$	$D_9 = 1,035 \cdot (L \cdot 11 \cdot E11) \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99$	$D_{10} = 1,035 \cdot (L \cdot 11 \cdot E11) \cdot (E22 + E23 + E24 + E25 + E26 + E27) \cdot (E11 - E12) \cdot 0,99$	$D_{\Sigma} = \sum D_{квт} + 2 \cdot H \cdot 3$
$q_{10} = 30000 \cdot 0,11 \cdot 32$	$q_{11} = 30000 \cdot 0,11 \cdot 32$	$q_{12} = 30000 \cdot 0,11 \cdot 32$	$q_{13} = 30000 \cdot 0,11 \cdot 32$	$q_{14} = 30000 \cdot 0,11 \cdot 32$	$q_{15} = 30000 \cdot 0,11 \cdot 32$	$q_{16} = 30000 \cdot 0,11 \cdot 32$	$q_{17} = 30000 \cdot 0,11 \cdot 32$	$q_{18} = 30000 \cdot 0,11 \cdot 32$	$q_{19} = 30000 \cdot 0,11 \cdot 32$	$q_{20} = 30000 \cdot 0,11 \cdot 32$
$\eta_{10} = 0,87 - 0,93$	$\eta_{11} = 0,87 - 0,93$	$\eta_{12} = 0,87 - 0,93$	$\eta_{13} = 0,87 - 0,93$	$\eta_{14} = 0,87 - 0,93$	$\eta_{15} = 0,87 - 0,93$	$\eta_{16} = 0,87 - 0,93$	$\eta_{17} = 0,87 - 0,93$	$\eta_{18} = 0,87 - 0,93$	$\eta_{19} = 0,87 - 0,93$	$\eta_{20} = 0,87 - 0,93$

Додаток Д

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Розрахунок елементів ПТС з турбоустановкою Т-250/300-23,5 за допомогою MS EXCEL												Номер підігрівника
2	Точка процесу	Назва потоку підігрівника	Пара гріюча			Дренаж гріючої пари			температурний напір	Вода живильна, конденсат основний			
3			P, МПа	t, °C	h, кДж/кг	P', МПа	t', °C	h', кДж/кг	θ °C	Pп, МПа	tp, °C	hp, кДж/кг	
4	0	Пара свіжа	24,5	540	3303								
5	0	Пара свіжа після СРК	23,3	533	3303								
6	1	Пара першого відбору на ПВТ8	5,88	336	3006	5,59	271	1190	3	31,5	268	1172	8
7	2(ХПП)	Пара другого відбору на ПВТ 7	4	277	2891	3,8	243	1072,8	3	32	240	1063	7
8	ГПП	Гарячий промперегрів	3,5	540	3535								
9	3	Пара третього відбору на ТЖН	2,53	496	3452								
10	4	Пара четвертого відбору на ПВТ6	1,73	449	3359	1,64	203	865	3	32,5	200	864	6
11	5	Пара п'ятого відбору на Д	1,03	382	3232	0,7	165	697,1	0	0,7	165	697,1	д
12	6	Пара шостого відбору на ПНТ 5	0,47	305	3065	0,45	148	623	4	1,4	144	607	5
13	7	Пара сьомого відбору на ПНТ4	0,285	252	2867	0,27	130	546	4	1,6	126	530	4
14	8	Пара восьмого відбору на ПНТ3	0,095	195	2746	0,09025	97	405,8	4	1,8	93	390	3
15	9	Пара дев'ятого відбору на ПНТ2	0,028	150	2567	0,0266	66	277	4	2	62	262	2
16	К	Пара в конденсатор	0,0055	35	2363	0,0055	34	145					
17		η _м											
18		η _г		0,99									
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													
26													
27													
28		N ₁ , кВт	73329,35	D ₁	0,06275 *D ₀	N ₁	291,0897 *D ₀	D ₀ , кг/с	251,9132	Q _{гв}	673879,6		
29		N ₂ , кВт	26611,82	D ₂	0,110379 *D ₀	N ₂	105,6388 *D ₀	D ₁ , кг/с	15,80763	η _{гв} °	0,445183		
30		N ₃ , кВт	16944,82	D ³ _{тп}	0,109569 *D ₀	N ₃	67,26452 *D ₀	D ₂ , кг/с	27,80593	q	2,246265		
31		N ₄ , кВт	16470,47	D ₄	0,038707 *D ₀	N ₄	65,38152 *D ₀	D ₃ , кг/с	27,60196	η °	0,46072		
32		N ₅ , кВт	21278,23	D _{ок}	0,808459 *D ₀	N ₅	84,46648 *D ₀	D ₄ , кг/с	9,750789	N	10470,05		
33		N ₆ , кВт	27373,72	D ₅	0,014705 *D ₀	N ₆	108,6633 *D ₀	D ₅ , кг/с	3,7043	Q _{кв}	689761		
34		N ₇ , кВт	36552,71	D ₆	0,025749 *D ₀	N ₇	145,1004 *D ₀	D ₆ , кг/с	6,486627	η _{гв}	0,976975		
35		N ₈ , кВт	20891,71	D ₇	0,048404 *D ₀	N ₈	82,93217 *D ₀	D ₇ , кг/с	12,19352	η ° _{бн}	0,404488		
36		N ₉ , кВт	29128,22	D ₈	0,040224 *D ₀	N ₉	115,628 *D ₀	D ₈ , кг/с	10,13291	b _г	304,0882		
37		N ₁₀ , кВт	31418,95	D ₉	0,03529 *D ₀	N ₁₀	124,7213 *D ₀	D ₉ , кг/с	8,889943				
38		?N, кВт	300000,00			?N	1190,886 *D ₀	D _{ож} , кг/с	1,259566				
39		?N, %	0,00	D [*] _п	0,623792 *D ₀			D _{уц} , кг/с	2,519132				
40				D [*] _к	0,623792 *D ₀			D _{жн} , кг/с	260,7302				
41								D _{стп} , кг/с	5,038265				
42								D [*] _п , кг/с	157,1416				

$$D_{жн} = D_0 + D_{стп} + D_{уц} + D_{ож} = D_0 + 0,02D_0 + 0,01D_0 + 0,005D_0 = 1,035D_0$$

1	A	B	Розрахунок елементів ПТС з турбоустановкою К-300-23,5 за допомогою MS EXCEL (режим відображення формул)											M	N	O	
2	Тема розрахунок	Назва по коду підприємства	Пара грійоча			Дренаж грійочої пари			температура пари		Вода конденсат, конденсат остиглого			10 номер відділення			
3			P,МПа	t, °C	h,кДж/кг	P,МПа	t, °C	h,кДж/кг	θ°С	Pn,МПа	tn, °C	h,кДж/кг					
4	0	Пара осяга	24	542	3330												
5	0	пара осяга після БСК	22,8	538	3330												
6	1	Пара першого відбору на ГВУ 18	5,4	310	2940	=C6*0,95	26,6	1167,3	3	31,5	264,4	1154	8				
7	2	Пара другого відбору на ГВУ 17	4	278	2935	=C7*0,95	247,31	1072,8	3	32	244,3	1061,1	7				
8	ГПП	Гарячий конденсат	3,3	542	3550												
9	3	Пара третього відбору на ТЭО 1	1,49	445	3355												
10	3	Пара третього відбору на ГВУ 16	1,49	445	3355	=C10*0,95	19,5,16	831,7	3	32,5	192,1	831	6				
11	3	Пара третього відбору на Д	1,49	445	3355	=C11*0,95	16,4,96	697,1	0	0,7	16,4,95	697,1	9				
12	4	Пара четвертого відбору на ГВУ 15	0,413	312	3080	=C12*0,95	143,62	604,7	4	1,2	139,12	589	5				
13	5	Пара п'ятого відбору на ГВУ 14	0,243	250	2960	=C13*0,95	124,71	523,7	4	1,4	120,71	504	4				
14	6	Пара шостого відбору на ГВУ 13	0,128	189	2844	=C14*0,95	104,81	439,36	4	1,6	100,81	421	3				
15	7	Пара сьомого відбору на ГВУ 12	0,0616	127	2738	=C15*0,95	84,25	359,41	4	1,8	80,25	337	2				
16	8	Пара восьмого відбору на ГВУ 11	0,0268	0,98	2620	=C16*0,95	64,99	271,99	4	2,0	60,99	253	1				
17	К	Пара конденсатор	0,0036	0,92	2354,6	=C17*0,95	26,2	109,7									
18		η _п	0,99														
19		η _к	0,99														
20		α _{кон} = 1 + α _к + α _{кон} + α _п = 1 + 0,004 + 0,001 + 0,02 = 1,025															
21																	
22		N ₁ , кВт	=K22*Y54*(E6*Y3)*18*°C	α ₁	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)	Y ₁	=E5*(E6+E7+E8-E17)*Y54*(E7+E8-E17)	α _{1, Y₁}	=E22*°C	D _{1, кр/о}	=300000*(E6*Y3)/(E4+E7+E8-E17)*Y54*(E7+E8-E17)	Qty ₁	=300000/M22				
23		N ₂ , кВт	=K23*Y57*(E6*(E7*°C18*°C19))	α ₂	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)	Y ₂	=E9*(E17)/(E4+E7+E8-E17)	α _{2, Y₂}	=E23*°C	D _{2, кр/о}	=E22*°C	η _{1, °}	=1/M23				
24		N ₃ , кВт	=K24*(K23+K24)*(Y58*(E9*Y3)*18*°C)	α _{3m}	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)	Y ₃	=E9*(E17)/(E4+E7+E8-E17)	α _{3, Y₃}	=E24*(E25+E27)	D _{3, кр/о}	=E23*°C	q	=1/M23				
25		N ₄ , кВт	=K25*(K23+K24+K25)*(K24+K31)*(Y59*(E12*°C18*°C19))	α ₄	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)	Y ₄	=E12*(E17)/(E4+E7+E8-E17)	α _{4, Y₄}	=E28*°C	D _{4, кр/о}	=E25*°C	η ₁	=300000*(M26)/M22				
26		N ₅ , кВт	=K26*(K23+K24+K25+K26)*(K27*(E13*(E14*°C19))	α _{5k}	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)	Y ₅	=E13*(E17)/(E4+E7+E8-E17)	α _{5, Y₅}	=E29*°C	D _{5, кр/о}	=E28*°C	N	=300000*(M26)/M22				
27		N ₆ , кВт	=K27*(K23+K24+K25+K26+K27)*(E13*(E14*°C19))	α _{6k}	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)	Y ₆	=E14*(E17)/(E4+E7+E8-E17)	α _{6, Y₆}	=E30*°C	D _{6, кр/о}	=E29*°C	Q _{1, кВт}	=K27*(E14*(E13*(K22+K23+K24+K25+K26+K27)))/(E4+E7+E8-E17)				
28		N ₇ , кВт	=K28*(K23+K24+K25+K26+K27+K28)*(E13*(E14*°C19))	α _{7k}	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)	Y ₇	=E15*(E17)/(E4+E7+E8-E17)	α _{7, Y₇}	=E31*°C	D _{7, кр/о}	=E30*°C	η _{1, °}	=M22/M27				
29		N ₈ , кВт	=K29*(K23+K24+K25+K26+K27+K28+K29)*(E13*(E14*°C19))	α _{8k}	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)	Y ₈	=E16*(E17)/(E4+E7+E8-E17)	α _{8, Y₈}	=E32*°C	D _{8, кр/о}	=E31*°C	η _{1, °}	=M23*°C/M28				
30		N ₉ , кВт	=K30*(K23+K24+K25+K26+K27+K28+K29+K30)*(E13*(E14*°C19))	α _{9k}	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)	Y ₉	=E11*(E13)/(E4+E7+E8-E17)	α _{9, Y₉}	=E24*°C	D _{9, кр/о}	=E32*°C	η _{1, °}	=M23*°C/M28				
31		ΣN _к , кВт	=SUM(K22:K30)	α _к	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)							b ₁	=123/M29				
32		ΔN %	=ABS(K30/M29-1)*100	α _к	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)												
33				α _к	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)												
34				α _к	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)												
35				α _к	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)												
36				α _к	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)												
37				α _к	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)												
38				α _к	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)												
39				α _к	=C15*0,25*Y64*(Y3)*0,05*(E4+E7+E8-E17)												

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1			Розрахунок елементів ПТС з турбоустановкою К-300-23,5 за допомогою MS EXCEL												
2	Точка процесу	Назва потоку підігрівника	Пара грійоча			Дренаж грійочної пари			температурний градієнт	Вода живильна, конденсат основний			Номер підігрівника		
3			P, МПа	t, °C	h, кДж/кг	P', МПа	t', °C	h', кДж/кг	θ, °C	Pn, МПа	tn, °C	hn, кДж/кг			
4	0	Пара свіжа	24	542	3330										
5	0	пара свіжа після СРК	22,8	538	3330										
6	1	Пара першого відбору на ПВТ6	5,4	310	2940	5,13	266	1167	3	31,5	264,4	1154	8		
7	2(ХПП)	Пара другого відбору на ПВТ7	4	278	2935	3,8	247,31	1072,8	3	32	244,3	1061,1	7		
8	ГПП	Гарячий промлегреів	3,3	542	3550										
9	3	Пара третього відбору на ТЖН	1,49	445	3355										
10	3	Пара третього відбору на ПВТ6	1,49	445	3355	1,4155	195,15	831,7	3	32,5	192,1	831	6		
11	3	Пара третього відбору на Д	1,49	445	3355	1,4155	164,96	697,1	0	0,7	164,95	697,1	9		
12	4	Пара четвертого відбору на ПНТ5	0,413	312	3080	0,39235	143,62	604,7	4	1,2	139,12	589	5		
13	5	Пара п'ятого відбору на ПНТ4	0,243	250	2960	0,23085	124,71	523,7	4	1,4	120,71	504	4		
14	6	Пара шостого відбору на ПНТ3	0,128	189	2844	0,1216	104,81	439,36	4	1,6	100,81	421	3		
15	7	Пара сьомого відбору на ПНТ2	0,0616	127	2738	0,05852	84,25	359,41	4	1,8	80,25	337	2		
16	8	Пара восьмого відбору на ПНТ1	0,0268	0,98	2620	0,02546	64,99	271,99	4	20	60,99	253	1		
17	К	Пара в конденсатор	0,0036	0,92	2354,6	0,00342	26,2	109,7							
18		η _и	0,99												
19		η _г	0,99												
20			α _{мк} = 1 + α _{уц} + α _{мк} + α _{втр} = 1 + 0,004 + 0,001 + 0,02 = 1,025												
21															
22															
23															
24															
25		N ₁ , кВт	95975,54	α ₁	0,054249	у ₁	0,754779	α _{1у1}	0,040946	D ₀ , кг/с	251,0878	Q _{тy}	670771,7 кВт		
26		N ₂ , кВт	1163,70	α ₂	0,125188	у ₂	0,751635	α _{2у2}	0,094095	D ₁ , кг/с	13,62138	η _{тy} ^с	0,447246		
27		N ₃ , кВт	39376,98	α _{3тп}	0,105239	у ₃	0,629024	α _{3у3}	0,02753	D ₂ , кг/с	31,4331	q	2,235906		
28		N ₄ , кВт	45447,75	α ₃	0,021322	у ₄	0,456112	α _{4у4}	0,012685	D ₃ , кг/с	5,353722	η _г ^с	0,462654		
29		N ₆ , кВт	19010,45	α _{6к}	0,801797	у ₆	0,380659	α _{6у6}	0,010151	D ₄ , кг/с	6,983065	N	10334,91 кВт		
30		N ₆ , кВт	20619,74	α _{3д}	0,022443	у ₆	0,307721	α _{6у6}	0,008118	D ₅ , кг/с	6,695745	Q _{кy}	686736,7 кВт		
31		N ₇ , кВт	18154,01	α ₄	0,027811	у ₇	0,241071	α _{7у7}	0,00624	D ₆ , кг/с	6,623925	η _{тp} ^с	0,976752		
32		N ₈ , кВт	19457,55	α ₆	0,026667	у ₈	0,166876	α _{8у8}	0,007585	D ₇ , кг/с	6,49907	η _г ^с бл	0,380058 η _{кy} = 0,87-0,93		
33		N ₉ , кВт	40794,27	α ₆	0,026381	у _{тп}	0,248365	α _{3тyтп}	0,026138	D ₈ , кг/с	11,41297	b _y	323,6345 г/(кВт*год)		
34		ΣN _i , кВт	300000,00	α ₇	0,025884				0,233488	D _{тп} ^с , кг/с	26,42425				
35		ΔN %	0,00	α ₈	0,045454					D _д ^с , кг/с	5,635243				
36				α _п ^к	0,624601					D _{еж} ^с , кг/с	0,251088				
37				α _к ^к	0,624601					D _{уц} ^с , кг/с	1,004351				
38										D _{жв} ^с , кг/с	257,365				
39										D _{втр} ^с , кг/с	5,021756				
40										D _к ^с , кг/с	156,8296				