

НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ АТОМНОЇ ТА ТЕПЛОВОЇ
ЕНЕГРГЕТИКИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики

(повна назва факультету)

Кафедра теплової та альтернативної енергетики

(повна назва кафедри)

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

Ольга ЧЕРНОУСЕНКО

(підпис)

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

«__» _____ 2024 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

за освітньо-професійною програмою

«Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій»

(спеціалізація)

спеціальності 144 «Теплоенергетика»

(код та назва спеціальності)

на тему:

«: Промислово-опалювальна ТЕЦ для міста Харків. Вдосконалення системи очистки димових газів »

Виконав (-ла): студент (-ка) IV (III) курсу, групи ТП- 01

(шифр групи)

Нестеренко Андрій Володимирович

(Прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник: к.т.н., доц. Олександр СІРИЙ

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Консультанти:

з питань охорони праці доц., к.т.н., доц. Сергій КАШТАНОВ

(назва розділу)

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Рецензент: _____

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент (-ка) _____

(підпис)

Керівник _____

(підпис)

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики

(повна назва факультету)

Кафедра теплоенергетичних установок теплових і атомних електростанцій»

(повна назва кафедри)

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 144 «Теплоенергетика»

(код і назва)

Освітньо-професійна програма «Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій»

(спеціалізація)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Ольга ЧЕРНОУСЕНКО

(підпис)

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

«__» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

_____ Нестеренку Андрію Володимировичу

(Прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту «Промислово - опалювальна ТЕЦ для м. Харків. Вдосконалення системи очистки димових газів»

керівник проєкту ст. вик., к.т.н. Сірий Олександр Анатолійович

(Прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «__» _____ 2024 р. № _____

2. Термін подання студентом проєкту _____

3. Вихідні дані до проєкту місто Харків, із потребою у гарачій воді по графіку 150/70 °C 1150 МВт; із потребою у парі 1,3...1,5 МПа 1100 т/год; частка ГВП – 17%, вентиляції – 7%; кількість годин використання встановленої електричної потужності – 6250 год/рік; Основне паливо – вугілля, резервне – мазут.

4. Зміст пояснювальної Вступ, Техніко-економічне обґрунтування вибору основного обладнання ТЕЦ, Тепло механічна частина, Охорона праці, Біотехнологія для теплових електростанцій.

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо Теплова схема ТЕЦ; Поперечний розріз головного корпусу; Генеральний план ТЕЦ 1150 МВт.

6. Консультанти розділів проекту*

Розділ	Ім'я, прізвище та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
охорона праці	Сергій КАШТАНОВ, доцент		

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1	Техніко-економічне обґрунтування вибору основного обладнання ТЕЦ	21.05.24 р.	
2	Тепломеханічна частина	24.05.24 р.	
3	Системи очистки димових газів	06.05.24 р.	
4	Охорона праці	11.06.24 р.	
5	Графічна частина:	12.06.24 р.	
6	Оформлення пояснювальної записки	18.06.24 р.	

7. Дата видачі завдання 20.05.24 р.

Студент

(підпис)

Андрій НЕСТЕРЕНКО

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Керівник

(підпис)

Олександр СІРИЙ

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

**Пояснювальна записка
до дипломного проєкту
на тему:**

« Промислово-опалювальна ТЕЦ для міста Харків. Вдосконалення системи очистки
димових газів »

АНОТАЦІЯ

Спроектована теплоелектроцентрально з відпуском технологічної пари у кількості 1100 т/год та тепловою потужністю 1150 МВт, що призначена для покриття потреб у парі та гарячій воді.

За допомогою техніко-економічного розрахунку було проведено порівняльний аналіз варіантів вибору основного обладнання ТЕЦ та визначено оптимальний (економічно найвигідніший) варіант. Цим варіантом виявилася установка парових турбін Т-175/210-130 та Р-100-130/15; а також було проведено розрахунок теплової схеми, вибір допоміжного обладнання і екологічний розрахунок.

Проект має графічну частину, яка складається з трьох креслень:

- теплова схема ТЕЦ;
- компонування головного корпусу;
- генеральний план.

ANNOTATION

There is project the thermal power plant with the vacation technical vapor installed 1100 t/h and the thermal installed capacity 1150 MW using for covering needs in vapor and hot water.

With the aid of technicoeconomic calculation was made the comparison analysis selection of principal and equipments TPP define alternative (economically more profitable) selection. This is selection – installation steam turbines T-175/210-130 and R-100-130/15. Also there was made calculation of the thermal scheme, choice of the additional equipments and ecological calculation.

The project has the graphic part, which consist of the three drawings:

- the thermal scheme TPP;
 - the arrangement of the main building;
- the general plan of the TPP.

ЗМІСТ

Скорочення, прийняті у дипломному проекті.....	9
Вступ	10
1. Техніко-економічне обґрунтування вибору основного обладнання ТЕЦ	13
1.1 Варіанти систем енергопостачання	13
1.2 Розрахунок річних відпусків теплоти та виробітку енергії	17
1.3 Порівняння варіантів теплопостачання... ..	20
1.4 Визначення капіталовкладень.....	25
1.5 Чисельність експлуатаційного персоналу	31
1.5 Частка загально станційних та інших витрат.....	32
1.7 Замикаючий відпуск енергії.....	32
1.8 Річна витрата умовного палива	33
1.9 Річні експлуатаційні витрати	34
1.10 Сумарні приведені витрати	35
1.11 Розрахунок грошових потоків та критеріїв економічної ефективності.....	36
1.12 Висновок по економічно-організаційній частині	39
2. Тепломеханічна частина.....	40
2.1 Загальна характеристика ТЕЦ.....	40
2.2 Основне обладнання	41
2.3 Вибір допоміжного обладнання.....	52
2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ	72
2.5 Компонування головного корпусу.....	74
2.6 Допоміжне господарство ТЕЦ.....	76
2.7 Охорона навколишнього середовища від впливу виробництва	89
2.7 Генеральний план ТЕЦ.....	95
3. Охорона праці	100
3.1 Технічні рішення та організаційні заходи щодо безпечної експлуатації ГРП та системи газопостачання котла.....	100

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпи с	Дата				
Розроб.	<i>Нестеренко А. В</i>				<i>Промислово-опалювальна ТЕЦ для міста Харків. Вдосконалення системи очистки димових газів Пояснювальна записка</i>	Літ.	Арк.	Акрюшів
Перевір.	<i>Сірий О.А.</i>						7	141
Т. контро.								
Н. Контр.	<i>Боженко М.Ф.</i>							
Затверд.	<i>Черноусенко О.Ю.</i>							

3.2 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці і виробничої санітарії	103
3.3 Пожежна безпека та профілактика	111
4. Системи очистки димових газів.....	119
4.1 Методи очистки димових газів	119
4.2 Апарати сухої очистки.....	122
4.3 Апарати вологої очистки.....	129
4.4 Апарати, які очищують фільтруванням	132
4.5 Апарати хімічної очистки	137
4.6 Апарати термічної та каталічної очистки.....	142
4.7. Апарати електричної та магнітної очистки	146
4.8 Десульфуризація	150
Висновок	160
Список використаної літератури	162

СКОРОЧЕННЯ, ПРИЙНЯТІ В ДИПЛОМНОМУ ПРОЕКТІ

ШПРОУ – швидкодіючий редуційно-охолоджувальний пристрій;

РОУ – редуційно-охолоджувальна установка;

ВМП – верхній мережний підігрівник;

ГВС – гаряче водопостачання;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

НМП – нижній мережний підігрівник;

ОД – охолоджувач дренажу;

ОП – охолоджувач пари;

ОУ – охолоджувач ущільнень;

ПВТ – підігрівник високого тиску;

ПВК – піковий водонагрівальний котел;

ПВП – пароводяний підігрівник;

ГДК – гранично припустима концентрація;

ПК – паровий котел;

ПНТ – підігрівник низького тиску;

ПТС – принципова теплова схема;

МП – мережний підігрівник;

ТЕС – теплова електрична станція;

ТЕЦ – теплоелектроцентрально;

ХВО – химводоочистка;

ЖЕН – живильний електронасос;

ЦВТ – циліндр високого тиску;

ЦНТ – циліндр низького тиску;

ЦСТ – циліндр середнього тиску.

					HTUU ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		9

ВСТУП

Замість завдань енергозабезпечення кількісного розвитку, яким економіка в розвинутих країнах світу на потребу електроенергії та тепла низького та України слідувала впродовж десятиріч, енергетика повинна перейти на середнього потенціалу витрачається основна частина здобутих паливно-енергозабезпечення сталого розвитку економіки, на що орієнтовані сьогодні енергетичних ресурсів.

розвинуті країни світу. Альтернативи цьому шляху немає. Забезпечення економіки Низькопотенціальною вважається теплова потреба, яка може бути задоволена і соціальної сфери країни основними видами енергоносіїв (електричною та теплоносієм з температурою до 150°С. Середньопотенціальна теплова потреба може тепловою енергією, моторними і котельно-пічними видами палива), і сировинними бути задоволена теплоносієм з температурою від 150°С до 350°С.

ресурсами для потреб хімії, нафто- та вуглехімії, металургійної промисловості Основу теплоенергетики України складають побудовані в 1960-1970-х роках (коксівним вугіллям, продуктами нафто- та газопереробки) покладається на потужні енергоблоки, до складу кожного з яких входить паровий котел, парова паливно-енергетичний комплекс України (ПЕК)*. турбіна, турбогенератор і блоковий трансформатор.

Україна активно рухається в бік енергетичної незалежності шляхом Частина теплоенергетики України зазнала серйозних зруйнувань, що диверсифікації енергоносіїв та покращення відносин зі стратегічними партнерами створює актуальну потребу у будівництві нових теплових електростанцій. Це держави.

важливе завдання вимагає відновлення та модернізації існуючих систем

Найважливіша тенденція в розвитку електроенергетики — об'єднання енергопостачання, а також розробки та впровадження новітніх технологій у електростанцій в енергосистемах, які здійснюють виробництво, транспортування і виробництві електроенергії. Реалізація цих заходів спрямована на забезпечення розподіл електроенергії між споживачами. Створення енергосистем зумовлюється стабільного та надійного постачання тепла та електроенергії для населення та потребою ритмічного забезпечення споживачів електроенергією, виробництво і промисловості країни.

споживання якої має не тільки сезонні, а й добові коливання. Енергосистеми Рівень розвитку енергетики має вирішальний вплив на стан економіки в дають можливість маневрувати виробництвом електроенергії як у часі, так і в державі, вирішення проблем соціальної сфери та рівень життя людини.

просторі. Незбігання пікових навантажень в окремих ланках енергосистем Метою соціальної держави, якою відповідно до Конституції є Україна, має бути уможливити в разі потреби перекидання електроенергії в зустрічних напрямках із всебічне забезпечення добробуту громадян. Однією із найважливіших складових заходу на схід і з півночі на південь. При транспортуванні електроенергії на добробуту у цивілізованих державах є забезпечення громадян теплом та значну відстань її втрати неминучі, і вони збільшуються при зростанні відстаней, електроенергією. Конституцією України передбачено право громадян на їх проте можуть зменшуватися при підвищенні напруги передачі. Отже, будівництво достатній життєвий рівень та безпечно для життя і здоров'я довкілля, що високовольтних ліній — питання дуже актуальне. зобов'язує державу створити відповідні умови для розвитку економіки. Запорукою

Останнім часом в енергосистемі України сталися значні зміни. Створено реалізації цих завдань має стати повне, надійне та екологічно безпечно задоволення Об'єднану енергетичну систему України (ОЕС), 4 державні акціонерні потреб населення і суспільного виробництва в енергетичних продуктах.

енергогенеруючі компанії (ДАЕК), до яких увійшли всі ТЕС потужністю понад 500 МВт кожна («Донбасенерго», «Дніпроенерго», «Центроенерго», «Західенерго») і дві гідроенеруючі компанії («Дніпрогідроенерго» і «Дністрогідроенерго»). До недавнього часу діяли 24 обласні енергопостачальні компанії та дві міські (Київська, Севастопольська), а також «Крименерго». Наразі

						арк
						арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	10
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	11

їхня кількість зменшилася через тимчасову окупацію території. Всі 5 АЕС входять в об'єднання «Енергоатом». Об'єднана енергосистема України пов'язана з енергосистемами сусідніх з нею держав.

Взагалі існує два напрямки розвитку теплофікації:

Традиційний, що базується на спорудженні нових крупних ТЕЦ і далеко протяжних систем централізованого теплопостачання, а також на модернізації існуючих паротурбінних теплофікаційних електростанцій, працюючих на природному газі, шляхом введення газотурбінних надбудівель і перетворення їх в ПГУ великої потужності;

Сучасний напрямок у розвитку теплопостачання міст полягає у переході до систем, які не базуються на централізованих мережах. Замість цього, вони використовують різноманітні джерела енергії, такі як сонце, вітер чи біомаса, для забезпечення місцевих потреб. Цей підхід спрямований на забезпечення стабільного та ефективного енергопостачання міст, відмінності від традиційних методів, які можуть бути залежними від імпортованих ресурсів та призводити до збільшення викидів шкідливих газів.

Децентралізовані системи теплопостачання також сприяють розвитку місцевої економіки та зменшенню впливу на довкілля. Вони створюють можливості для місцевих підприємств, забезпечують нові робочі місця та зменшують витрати на тепло для мешканців міста. Такий підхід не лише сприяє економічному розвитку, але і робить енергопостачання більш стійким та ефективним.

Ці два напрямки не перечать один одному, а в оптимальних межах можуть співіснувати, тим самим обслуговуючи не лише крупних, але й відносно невеликих споживачів теплоти та електроенергії що дозволить розширити області застосування теплофікації у країні.

Основне завдання диплому полягає в проектуванні промислово-опалювальної ТЕЦ для м. Харків.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		12

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ОСНОВНОГО УСТАТКУВАННЯ ТЕЦ

У зв'язку з важливістю енергетики в народному господарстві, вибір оптимального проекту електростанції має велике значення для економіки країни. Електростанції характеризуються дуже високою капіталоемністю, великим терміном будівництва і тривалим періодом експлуатації. До них висувають високі вимоги щодо забезпечення надійності та економічності роботи, високого рівня продуктивності та безпеки праці.

Далі проводяться розрахунки двох варіантів ТЕЦ та котельні, які проектуються, та вибирається більш оптимальний з них.

1.1 Варіанти систем енергопостачання

1.1.1 Розрахунок теплових навантажень

Розрахунок теплових навантажень для ТЕЦ:

а) теплове навантаження на вентиляцію:

$$Q_B = \gamma_B \cdot Q_{\max} \quad (1.1)$$

$$Q_B = 0,08 \cdot 1150 = 92 \text{ МВт}$$

б) теплове навантаження на гаряче водопостачання в опалювальний (зимовий) період:

$$Q_{ГВП} = \gamma_{ГВП} \cdot Q_{\max} \quad (1.2)$$

$$Q_{ГВП} = 0,17 \cdot 1150 = 195,5 \text{ МВт}$$

Навантаження гарячого водопостачання в літній період:

$$Q_{ГВП}^{літ} = 0,7 \cdot Q_{ГВП} = 0,7 \cdot 195,5 = 136,85 \text{ МВт}$$

в) теплове навантаження на опалення:

$$Q_{ОП} = Q_{\max} - Q_B - Q_{ГВП} \quad (1.3)$$

$$Q_{ОП} = Q_{\max} - Q_B - Q_{ГВП} = 1150 - 92 - 136,85 = 921,15 \text{ МВт}$$

г) теплове навантаження на відбори турбін:

$$Q_{ВД} = Q_{ГВП} + 0,5 \cdot (Q_{ОП} + Q_B) \quad (1.4)$$

$$Q_{ВД} = 136,85 + 0,5 \cdot (921,15 + 92) = 643,425 \text{ МВт}$$

									арк
									13
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ				

1.1.2 Вибір обладнання для ТЕЦ-1

Для покриття необхідного навантаження в гарячій воді та парі вибираємо турбіни типу ПТ-135/165-130/15. Кількість турбін – 4 шт.

Таблиця 1.1 - Характеристики турбіни ПТ-135/165-130/15.

Тип турбіни	Відбори $D_{ном.} / D_{max}$, т/год		Мах витрата пари на турбіну, т/год	Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні, w_{mf} , кВт·год/ГДж		Питомі витрати теплоти q , кДж/(кВт·год)	
	виробничий	опалювальний		виробн. відбір, $w_{mf}^{sup.}$	опалюв. відбір $w_{mf}^{on.}$	теплоф. вироб., q_{mf} .	конд.. вироб., q_k .
ПТ-135/165-130/15	320/390	210/268	760	67	129	3810	9295

Сумарний відбір пари на ТЕЦ дорівнює $4 \cdot 320 = 1280$ т/год, що перевищує завдання. Виникає надлишок пари

$$D_{надл.} = 1280 - 1100 = 180 \text{ т/год}, \quad (1.5)$$

який можна використати для теплофікації. Тоді сумарний теплофікаційний відбір дорівнює:

$$D_{від.} = 4 \cdot 210 + 180 = 1020 \text{ т/год} \quad (1.6)$$

або

$$Q_{від.} = 1020 \cdot 0,617 = 629,34 \text{ МВт} \quad (1.7)$$

Тоді маємо: $\alpha_{ТЕЦ} = \frac{629,34}{1150} = 0,5472$, що відповідає умовам.

В даному варіанті всі турбіни споживають $4 \cdot 760 = 3040$ т/год пари. Щоб забезпечити їх цією кількістю пари, необхідно взяти 8 котлів (по 2 на кожну турбіну) з паропродуктивністю по 420 т/год кожний. Тоді генерація пари котлами буде становити: $8 \cdot 420 = 3360$ т/год.

					НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		14

Для покриття пікової частини навантаження у гарячій воді використовуються пікові водонагрівальні котли. Доля пікового навантаження

становить:

$$Q_{\text{пик.}} = Q_{\text{max}} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{ВД..i}} \quad (1.8)$$

Тобто, $Q_{\text{пик.}} = 1150 - 629,34 = 520,66 \text{ МВт}$

Для забезпечення такого навантаження необхідно встановити 5 котлів типу КВГМ-100 потужністю 116 МВт : $5 \cdot 116 = 580 \text{ МВт}$

1.1.3. Вибір обладнання для ТЕЦ-2

Вибираємо турбіни типу Р для виробничого відбору та типу Т для опалювального відбору.

Для покриття необхідного навантаження в парі вибираємо турбіни типу Р-100-130/15. Кількість турбін – 2 шт.

Таблиця 1.2 - Характеристики турбін Р-100-130/15 та Т-175/210-130

Тип турбіни	Відбори $D_{\text{ном.}} / D_{\text{max}}$, т/год		Мах витрата пари на турбіну, т/год	Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні $w_{\text{тф.}}$, кВт·год/ГДж		Питомі витрати теплоти q , кДж/(кВт·год)	
	виробничий $w_{\text{тф.}}^{\text{вир.}}$	опалювальний $w_{\text{тф.}}^{\text{оп.}}$		виробн. відбір, $w_{\text{тф.}}^{\text{вир.}}$	опалюв. відбір, $w_{\text{тф.}}^{\text{оп.}}$	теплоф. виробіток $q_{\text{тф.}}$	конд. виробіток $q_{\text{к.}}$
Р-100-130/15	640	-	760	67	-	3810	-
Т-175/210-130	-	314	760	-	131,5	3810	8625

Сумарний відбір пари дорівнює $2 \cdot 640 = 1280 \text{ т/год}$, що перевищує завдання.

Виникає надлишок пари:

$$D_{\text{надл.}} = 1280 - 1100 = 180 \text{ т/год} \text{ або } Q_{\text{надл.}} = 180 \cdot 0,755 = 135,9 \text{ МВт,}$$

який також можна використати для теплофікації.

Для покриття необхідного навантаження у гарячій воді (на теплофікацію), вибираємо турбіни типу Т-175/210-130. Кількість турбін – 2 шт.

При такому виборі обладнання коефіцієнт теплофікації ТЕЦ становить:

$$\alpha_{\text{ТЕЦ}} = \frac{135,9+2\cdot 314}{1150} = 0,6642, \text{ що відповідає допустимим межам.}$$

В даному варіанті всі турбіни також споживають $760 \cdot 4 = 3040$ т/год пари. Щоб забезпечити їх цією кількістю пари, необхідно взяти 8 котлів з паропродуктивністю по 420 т/год кожний. Тоді генерація пари котлами буде становити: $8 \cdot 420 = 3360$ т/год.

Для покриття пікової частини навантаження у гарячій воді використовуються пікові водонагрівальні котли. Доля пікового навантаження становить:

$$Q_{\text{пк.}} = 1150 - (135,9 + 2 \cdot 314) = 386,1 \text{ МВт}$$

Для забезпечення такого навантаження необхідно встановити 4 котли типу КВГМ-100 потужністю 116 МВт кожний:

$$4 \cdot 116 = 464 \text{ МВт}$$

1.1.4 Вибір обладнання для котельні

Обираємо котли продуктивністю 160 т/год. Тоді загальна кількість котлів $n_{\text{пк}}$ буде становити:

$$n_{\text{пк}} = \frac{D_{\Sigma}}{D_J} + 1 \quad (1.9)$$

$$n_{\text{пк}} = \frac{1100}{160} + 1 = 7,875. \text{ Обираємо } n_{\text{пк}} = 8 \text{ котлів.}$$

Для забезпечення необхідного навантаження у гарячій воді визначаємо кількість водонагрівальних котлів:

$$n_{\text{вк}} = \frac{Q_{\text{max}}}{Q_{\text{вк}}}, \quad (1.10)$$

Вибираємо водонагрівальні котли типу КВГМ-180 з паропродуктивністю 180 Гкал/год (209 МВт). Відповідно маємо:

$$n_{\text{вк}} = \frac{1150}{209} = 5,5024.$$

Обираємо $n_{\text{вк}}=6$ котлів.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
						16
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 1.3 - Кількісний склад обладнання

	Обладнання		
	Кількість турбін, n_T	Кількість парових котлів, n_K	Кількість водонагрівальних котлів, n_{BK}
ТЕЦ 1	4 x ПТ-135/165-130/15	8 x 420 т/год	5 x КВГМ-100
ТЕЦ 2	2 x Р-100-130/15 2 x Т-175/210-130	8 x 420 т/год	4 x КВГМ-100
Котельня	-	8 x 160 т/год	6 x КВГМ-180

1.2 Розрахунок річних відпусків теплоти та виробітку енергії

Таблиця 1.4.- Кліматологічні дані м. Харків

Температура зовнішнього повітря, $^{\circ}\text{C}$			Число годин опалювального періоду з температурою зовнішнього повітря ($^{\circ}\text{C}$), яка дорівнює або нижча						
Розрахунок для опалення	Розрахунок для вентиляції	Середня за опалювальний період	-25	-20	-15	-10	-5	0	8
-23	-11	-1,5	9	49	225	581	1254	2710	4293

Таблиця 1.5 - Вихідні дані

Величина	Одиниця	Значення	
Максимальне навантаження	МВт	1150	
Доля гарячого водопостачання	%	17	
Тривалість опалювального періоду	год/рік	4080	
Розрахункова температура опалення	$^{\circ}\text{C}$	- 17	
Середня температура опалення	$^{\circ}\text{C}$	-0,2	
Річний відпуск пари	тис. т/рік	5000	
Кількість годин використання встановленої потужності	год/рік	6250	
ККД котлоагрегатів		0,89	0,9
Втрати палива	%	вугілля 1,9	мазут 0,3
Масиви навантажень по варіантах		ТЕЦ-1	ТЕЦ-2
Турбіни Т	МВт	-	628
Турбіни ПТ	МВт	629,34	-
Турбіни Р	МВт		135,9
Пікові водонагрівальні котли	МВт	520,66	386,1
РОУ		-	-

Продовження таблиці 1.5 – Вихідні дані

Разом		1150	1150
Характеристики турбін:			
Турбіни Т: потужність	МВт	-	350
Питомі витрати теплоти: на тепловому споживанні	кДж / кВт · год	-	3810
в конденсаційному режимі		-	8818
Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з опалювального відбору	кВт · год / ГДж	-	131,5
Турбіни ПТ: потужність	МВт	540	-
Питомі витрати теплоти: на тепловому споживанні	кДж / кВт · год	3810	-
в конденсаційному режимі		9295	-
Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з опалювального відбору	кВт · год / ГДж	129	-
те ж саме з виробничого відбору	кВт · год / ГДж	67	-
Доля навантаження, що покривається турбінами Р			
Турбіни Р: потужність	МВт	-	200
Питомі витрати теплоти: на тепловому споживанні	кДж / кВт · год		3810
Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з протитиску	кВт · год / ГДж		67

Таблиця 1.6 - Розрахунки

Варіанти		1	2
Величина	Одиниця	Значення	
Літній відпуск тепла		591192	
Коефіцієнт заповнення графіку	%	60	
Коефіцієнт нерівномірності графіку	%	41	
Долі навантаження		1	1
		1	0,453913
		0,452748	0,476667
		0,452748	0,335739
		0	0
Літнє ГВП		0	2128,291
		2128,29	0
		0	0
		0	0
		0	0
Відпуск тепла у гарячій воді	тис. ГДж	12290	12290
у т.ч.: турбіни Т	тис. ГДж	0	10834,93
турбіни ПТ	тис. ГДж	10846,2889	0

Продовження таблиці 1.6 – Розрахунки

турбіни Р	тис. ГДж	0	874,8849
водонагрівальні котли	тис. ГДж	1443,7482	580,2215
РОУ	тис. ГДж	0	0
Відпуск тепла у парі	тис. ГДж	13600	13600
Разом відпуск тепла	тис. ГДж	25890,04	25890,04
Встановлена потужність ТЕЦ	МВт	540	550
Виробіток електроенергії	млн. кВт.год	3375	3437,5
у т.ч.на тепловому споживанні	млн. кВт.год	2310,37	2394,61
у т.ч. турбінами Т	млн. кВт.год	0,00	1424,79
турбінами ПТ	млн. кВт.год	2310,37	0,00
турбінами Р	млн. кВт.год	0,00	962,82
в конденсаційному режимі	млн. кВт.год	1064,63	1042,89
у т.ч. турбінами Т	млн. кВт.год	0,00	1042,89
турбінами ПТ	млн. кВт.год	1064,63	0
Витрати тепла на виробіток електроенергії	тис. ГДж	18698,2386	
енергетичними котлами	18319,6648 Виробіток тепла тис. ГДж	43144,5	43629,5
Витрати палива	тис. т у.п/рік	1839,49	1828,54
у т.ч.: енергетичними котлами	тис. т у.п/рік	1787,58	1807,68
водонагрівальними котлами	тис. т у.п/рік	51,90	20,86

Таблиця 1.7 – Відпуск тепла у гарячій воді

Станція		$Q_{ГВ}^{річн.}$, тис. ГДж	$Q_{ГВ}^{річн.}$, МВт
ТЕЦ-1	Турбіни ПТ	10846,2889	629,34
	Водонагр. котли	1443,7482	520,66
Всього		12290	1150

Продовження таблиці 1.7 – Відпуск тепла у гарячій воді

ТЕЦ-2	Турбіни Т	10834,93	628
	Турбіни Р	874,8849	135,9
	Водонагр. котли	580,2215	386,1
Всього		12290	1150

Побудова річного графіка відпуску теплоти від ТЕЦ (крива Россандера) показана на рис. 1.1.

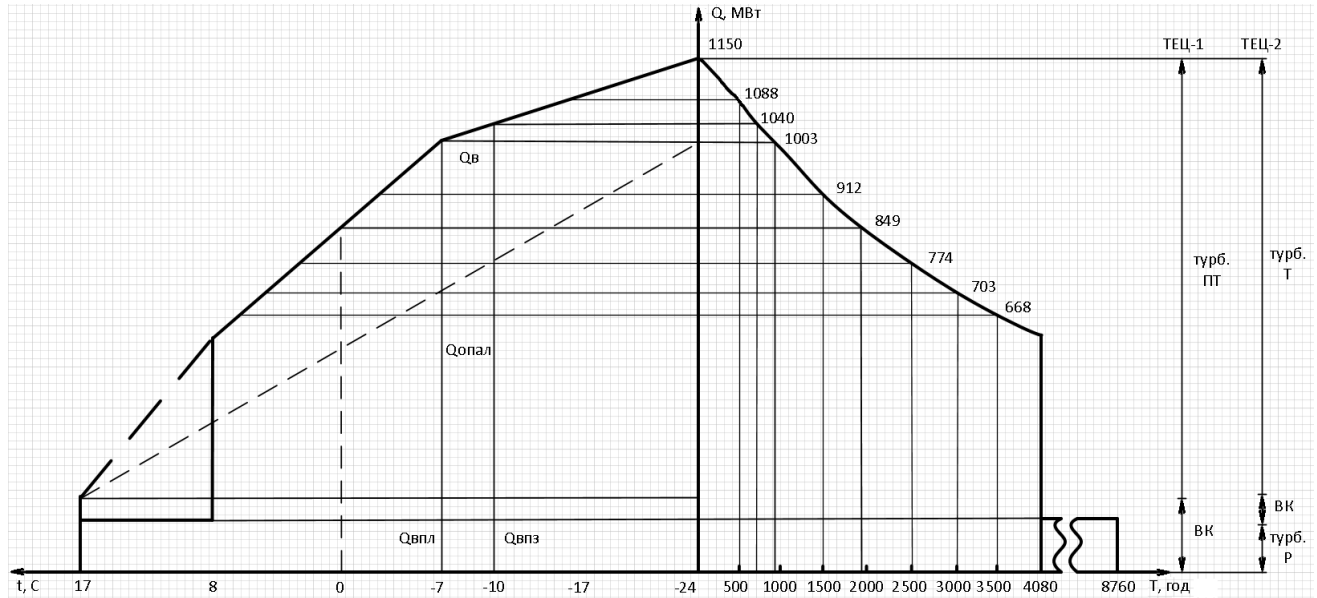


Рисунок 1.1 - Річний графік відпуску теплоти від ТЕЦ

1.3 Порівняння варіантів теплопостачання

1.3.1 Витрати умовного палива

В результаті розрахунку на ЕОМ річного графіку теплових навантажень були отримані значення річних витрат умовного палива для енергетичних і водонагрівальних котлів для 2^х варіантів ТЕЦ, що порівнюються. ТЕЦ-1: $V_{ум.} = 1839,49$ тис. т.у.п. / рік; ТЕЦ-2: $V_{ум.} = 1828,54$ тис. т.у.п. / рік.

Річні витрати умовного палива для котельні визначаються як:

а) водонагрівальні котли:

$$B_{ВК} = \frac{Q_{ГВ}^{річн.} \cdot 1,0526 \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right)}{29309 \cdot \eta \cdot \eta_{ТП}}, \quad (1.11)$$

б) парові котли:

$$B_{BK} = \frac{Q_{ПК}^{річн.} \cdot 1,17 \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right)}{29309 \cdot \eta_{КА} \cdot \eta_{ТП}}, \quad (1.12)$$

де $Q_{ГВ}^{річ}$ - відпуск теплоти у гарячій воді, тис. ГДж; $Q_{ПК}^{річ}$ - відпуск теплоти у парі, тис. ГДж; $\eta_{КА}$ - ККД котлоагрегату (приймаємо $\eta_{КА} = 0,89$); $\eta_{ТП}$ - ККД теплового потоку (приймаємо $\eta_{ТП} = 0,99$); 1,0526 і 1,17 – коефіцієнти, які враховують витрати теплоти на власні потреби.

$$B_{BK} = \frac{12290 \cdot 1,0526 \cdot \left(1 + \frac{1,9}{100}\right)}{29309 \cdot 0,89 \cdot 0,99} = 641,8795 \text{ тис. т.у.п./рік}$$

$$B_{BK} = \frac{13600 \cdot 1,17 \cdot \left(1 + \frac{1,9}{100}\right)}{29309 \cdot 0,89 \cdot 0,99} = 789,4963 \text{ тис. т.у.п./рік}$$

Разом: $B_{ум.} = B_{BK} + B_{ПК} = 641,8795 + 789,4963 = 1431,3758$ тис. т.у.п./рік

1.3.2 Витрати натурального палива

У табл. 3.1 наведені характеристики палива, що використовується на ТЕЦ та в котельнях.

Вид палива	Вартість 1 т.у.п., у.о./ т	Теплотворна здатність Q_p^H , кДж/кг
АШ	100	24786
Мазут	360	37800

Річні витрати натурального палива визначаються за формулою:

$$B_{нат.}^{ЕК} = B_{ум.} \cdot \frac{29309}{Q_p^H} \quad (1.13)$$

ТЕЦ-1:

а) енергетичні котли (паливо - АШ):

$$B_{нат.}^{ЕК} = 1787,58 \cdot \frac{29309}{24786} = 2113,7812 \text{ тис. т.н.п./рік.}$$

б) водонагрівальні котли (паливо - мазут):

$$B_{нат.}^{ВК} = 51,90 \cdot \frac{29309}{37800} = 40,2417 \text{ тис. т.н.п./рік.}$$

Разом: $2113,7812 + 40,2417 = 2154,0229$ тис. т.н.п./рік.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		21

ТЕЦ-2:

а) енергетичні котли:

$$B_{\text{нат.}}^{\text{ЕК}} = 1807,68 \cdot \frac{29309}{24786} = 2137,1115 \text{ тис. т.н.п./рік.}$$

б) водонагрівальні котли:

$$B_{\text{нат.}}^{\text{ЕК}} = 20,86 \cdot \frac{29309}{37800} = 16,1742 \text{ тис. т.н.п./рік.}$$

Разом: $2137,1115 + 16,1742 = 2153,2857$ тис. т.н.п./рік.

Витрати натурального палива для котельні:

$$B_{\text{нат.}}^{\text{ЕК}} = 1431,3758 \cdot \frac{29309}{24786} = 1692,5761 \text{ тис. т.н.п./рік}$$

1.3.3 Витрати електроенергії на власні потреби

а) Паливоприготування:

$$W_{\text{III}} = w_{\text{III}} \cdot B_{\text{нат.}}, \quad (1.14)$$

де w_{III} - питомі витрати електроенергії на приготування 1 тони палива, кВт·год/т.н.п. (для 1-го і 2-го варіантів приймаємо $w_{\text{III}} = 40$ кВт·год/т.н.п.)

ТЕЦ-1:

$$W_{\text{III}} = 40 \cdot 2154,0229 = 86,1609 \text{ млн. кВт·год.}$$

ТЕЦ-2:

$$W_{\text{III}} = 40 \cdot 2153,2857 = 86,1314 \text{ млн. кВт·год.}$$

Котельня:

$$W_{\text{III}} = 40 \cdot 1692,5761 = 67,703 \text{ млн. кВт·год.}$$

б) Тяго-дутьтєве обладнання:

$$W_{\text{ТД}} = w_{\text{ТД}} \cdot \frac{Q_{\text{ЕК}}}{2,59} \quad (1.15)$$

де $w_{\text{ТД}}$ - питомі витрати електроенергії на вироблення 1 тони пари енергетичними котлами, кВт·год/т пари (приймаємо $w_{\text{ТД}} = 5$ кВт·год/т пари); $Q_{\text{ЕК}}$ - річний виробіток теплоти енергетичними котлами, тис. ГДж.

ТЕЦ-1:

$$W_{\text{ТД}} = 5 \cdot \frac{43549,1}{2,59} = 84,0716 \text{ млн. кВт·год.}$$

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
						22
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

ТЕЦ-2:

$$W_{ТД} = 5 \cdot \frac{38709,9}{2,59} = 63,1465 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год.}$$

Котельня:

$$W_{ТД} = w_{ТД} \cdot \left(\frac{Q_{БК}^{річн.}}{2,59} + D_{річн.} \right) = 5 \cdot \left(\frac{12290}{2,59} + 5000 \right) = 48,7259 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год.}$$

в) Живильні електронасоси:

$$W_{ЖН} = w_{ЖН} \cdot \frac{Q_{ЕК}}{2,59} \quad (1.16)$$

де $w_{ЖН}$ - питомі витрати електроенергії на перекачування 1 тони живильної води, кВт·год/т пари.

ТЕЦ-1:

$$W_{ЖН} = 7,5 \cdot \frac{43144,5}{2,59} = 124,9358 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год.}$$

ТЕЦ-2:

$$W_{ЖН} = 7,5 \cdot \frac{43629,5}{2,59} = 126,3402 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год.}$$

Котельня:

$$W_{ЖН} = w_{ЖН} \cdot D_{річн.} = 0,75 \cdot 5000 = 37,5 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год.}$$

г) Гідрозоловидалення:

$$W_{Г} = 0,001 \cdot W_{вир.} \quad (1.17)$$

де $W_{вир.}$ - річний виробіток електроенергії, млн. кВт·год.

ТЕЦ-1:

$$W_{Г} = 0,001 \cdot N_{вст.} \cdot T_{вст.} = 0,001 \cdot 540 \cdot 6250 = 3,375 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год}$$

ТЕЦ-2:

$$W_{Г} = 0,001 \cdot 550 \cdot 6250 = 3,437 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год}$$

Котельня:

$$W_{ТЕЦ-1}^{Г} - B_{ТЕЦ-1}^{нат.} \text{ (дляЕК)} \quad (1.18)$$

$$W_{котельня}^{Г} - B_{котельня}^{нат.}$$

$$W_{котельня}^{Г} = W_{ТЕЦ-1}^{Г} \cdot \frac{3,375 \cdot 1692,5761}{2154,0229} = 2,6519 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год}$$

д) Циркуляційні насоси:

$$W_{ЦН} = W_{ЦН} \cdot \frac{W_{вир.}}{100} \quad (1.19)$$

									арк
									23
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ				

де $w_{\text{ЦН}}$ - відсоток витрати електроенергії, що витрачається на ЦН (для 1-го і 2-го варіантів - 0,65 %; для 3-го - 0 %).

ТЕЦ-1:

$$W_{\text{ЦН}} = 0,65 \cdot \frac{540 \cdot 6250}{100} = 21,9375 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}$$

ТЕЦ-2:

$$W_{\text{ЦН}} = 0,65 \cdot \frac{550 \cdot 6250}{100} = 22,3437 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}$$

Котельня: $W_{\text{ЦН}} = 0$

е) Мережні насоси:

$$W_{\text{МН}} = w_{\text{МН}} \cdot Q_{\text{ГВ}}, \quad (1.20)$$

де $w_{\text{МН}}$ - питома витрата електроенергії на 1 ГДж теплоти, яка відпущена з гарячою водою (для всіх варіантів - 3 кВт·год/ГДж); $Q_{\text{ГВ}}$ - річний виробіток теплоти в гарячій воді, млн. ГДж.

$$W_{\text{МН}} = 3 \cdot 12,290 = 36,870 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год}$$

ж) Інші споживачі:

$$W_{\text{ІН.}} = W_{\text{ІН.}} \cdot \frac{W_{\text{вир.}}}{100} \quad (1.21)$$

де $w_{\text{ІН.}}$ - відсоток витрати електроенергії на інші власні потреби (для 1-го і 2-го варіантів - 0,7 %).

ТЕЦ-1:

$$W_{\text{ЦН}} = 0,7 \cdot \frac{540 \cdot 6250}{100} = 23,625 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}$$

ТЕЦ-2:

$$W_{\text{ЦН}} = 0,7 \cdot \frac{550 \cdot 6250}{100} = 24,0625 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}$$

Котельня:

$$W_{\text{ІН.}} = 0,1 \cdot \sum W_i \quad (1.22)$$

$$W_{\text{ІН.}} = 0,1 \cdot (67,703 + 48,7259 + 37,5 + 2,6519 + 36,870) = 19,345 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год}$$

Сумарні витрати електроенергії на власні потреби по варіантах зводимо у табл.

1.9

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
						24
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 1.9 - Витрати електроенергії на власні потреби

	Позначення	Розмірність	ТЕЦ -1	ТЕЦ -2	Котельня
Котельний цех					
1. Паливоприготування	$w_{ПП}$	МЛН. кВт·ГОД	86,1609	86,1314	67,703
2. Тяго-дутьове обладнання	$w_{ТД}$	МЛН. кВт·ГОД	84,0716	63,1463	48,7259
3. Живильні електронасоси	$w_{ЖН}$	МЛН. кВт·ГОД	124,935 8	126,340 2	37,5
4. Гідрозоловидалення	$w_{Г}$	МЛН. кВт·ГОД	3,375	3,437	2,6519
Турбінний цех					
1. Циркуляційні насоси	$w_{ЦН}$	МЛН. кВт·ГОД	21,9375	22,3437	0
2. Мережні насоси	$w_{МН}$	МЛН. кВт·ГОД	36,870	36,870	36,870
Інші споживачі					
Інші споживачі	$w_{ІН}$	МЛН. кВт·ГОД	23,625	24,0625	19,345
Сумарні витрати					
Сумарні витрати	$\sum W_{ВП}$	МЛН. кВт·ГОД	380,975 8	362,331 3	212,7958
Річний виробіток електроенергії					
Річний виробіток електроенергії	$W_{ВІР.}$	МЛН. кВт·ГОД	3375	3437,5	-
Річний відпуск електроенергії в мережі					
Річний відпуск електроенергії в мережі	$W_{ВД}$	МЛН. кВт·ГОД	2994,02 42	3075,16 87	-

1.4 Визначення капіталовкладень

Капітальні вкладення в неблочні ТЕЦ розраховуються як:

$$K_{ТЕЦ} = K_{БС} + K_{ОБ}, \quad (1.23)$$

а) капіталовкладення в будівлі і споруди:

$$K_{БС} = \left[K_{БС(К)}^1 + (n - 1) \cdot K_{БС(К)}^{11} + K_{БС(Т)}^1 + (n - 1) \cdot K_{БС(Т)}^{11} + n \cdot K_{БС(ВК)} \right], \quad (1.24)$$

де $K_{БС(К)}^1, K_{БС(К)}^{11}$ - витрати на будівлі і споруди, віднесені на 1^й і на кожний наступний котел, млн. у.о.; $K_{БС(Т)}^1, K_{БС(Т)}^{11}$ - витрати на будівлі і споруди, віднесені на 1^й і на кожну наступну турбіну, млн. у.о.; $K_{БС(ВК)}$ - витрати на будівлі і споруди, віднесені на один піковий водонагрівальний котел, розташований на майданчику

											арк
											25
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ						

ТЕЦ, млн.у.о.; $(n_K - 1)$ - кількість наступних котлів; $(n_T - 1)$ - кількість наступних турбін; n_{BK} - кількість пікових водонагрівальних котлів.

б) капіталовкладення в обладнання:

$$K_{OB} = [K_{OB(K)}^1 + (n_K - 1) \cdot K_{OB(K)}^{11} + K_{OB(T)}^1 + (n_T - 1) \cdot K_{OB(T)}^{11} + n_{BK} \cdot K_{OB(BK)}] \quad (1.25)$$

де $K_{OB(K)}^1, K_{OB(K)}^{11}$ - витрати на обладнання, віднесені на 1^й і на кожний наступний котел, млн. у.о.; $K_{OB(T)}^1, K_{OB(T)}^{11}$ - витрати на обладнання, віднесені на 1^у і на кожну наступну турбіну, млн. у.о.; $K_{OB(BK)}$ - витрати на обладнання, віднесені на один піковий водонагрівальний котел, розташований на майданчику ТЕЦ, млн.у.о.

Таблиця 1.10 – Обладнання ТЕЦ-1

ТЕЦ 1	Кількість парових котлів, n_K	Кількість турбін, n_T	Кількість водонагрівальних котлів, n_{BK}
	8 по 420 т/год	4 ПТ-135/165-130/15	5 КВГМ-100

$$K_{BC} = [25,3 + 7 \cdot 11,6 + 43,2 + 3 \cdot 19 + 5 \cdot 1,5] = 214,2 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{OB} = [38 + 7 \cdot 27 + 64,8 + 3 \cdot 44,5 + 5 \cdot 3,5] = 442,8 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{ТЕЦ-1} = 657 \text{ млн. у.о.}$$

Таблиця 1.11 – Обладнання ТЕЦ-2

ТЕЦ 2	Кількість парових котлів, n_K	Кількість турбін, n_T	Кількість водонагрівальних котлів, n_{BK}
	8 по 420 т/год	2 Р-100-130/15 2 Т-175/210-130	4 КВГМ-100

$$K_{BC} = [25,3 + 7 \cdot 11,6 + 6,8 + 47,8 + 24,5 + 4 \cdot 1,5] = 191,6 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{OB} = [38 + 7 \cdot 27 + 15,7 + 71,7 + 57 + 4 \cdot 3,5] = 385,4 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{ТЕЦ-2} = 577 \text{ млн. у.о.}$$

Таблиця 1.12 – Обладнання котельні

Котельня	Кількість парових котлів, n_K	Кількість водонагрівальних котлів, n_{BK}
	8 по 160 т/год	6 КВГМ-180

Капіталовкладення в районні котельні розраховуються як:

$$K_{кот.} = K_1 + (n - 1) \cdot K_{11}, \quad (1.26)$$

де K^1, K^{11} - капіталовкладення в 1^{II} і на кожний наступний агрегати котельні відповідно, млн. у.о.; $(n - 1)$ - кількість наступних котлоагрегатів.

$$K_{\text{кот.}} = 18,25 + 7 \cdot 4,7 + 31,85 + 5 \cdot 6,45 = 115,25 \text{ млн. у.о.}$$

5. Розрахунок питомих витрат палива.

а) питомі витрати палива на ТЕЦ на виробіток електроенергії в теплофікаційному режимі:

$$b_{\text{ТФ}} = \frac{q_{\text{ТФ}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \left(1 + \frac{\alpha}{100}\right)}{29309 \cdot \eta_{\text{КА}} \cdot \eta_{\text{ТП}}} \quad (1.27)$$

де $q_{\text{ТФ}}$ - питома витрата теплоти на 1 кВт·год для теплофікаційного виробітку електроенергії, кДж/кВт·год; k_1 - коефіцієнт, що враховує пускові витрати палива (приймаємо $k_1 = 1,02$); k_2 - коефіцієнт, що враховує роботу ТЕЦ у змінних режимах (приймаємо $k_2 = 1,03$); α - норма витрат палива при транспортуванні та зберіганні (для кам'яного вугілля - 1,9 %, для мазуту – 0,3 %).

ТЕЦ-1:

$$b_{\text{ТФ}} = \frac{3810 \cdot 1,02 \cdot 1,03 \cdot \left(1 + \frac{1,9}{100}\right)}{29309 \cdot 0,89 \cdot 0,99} = 0,1579 \text{ кг/кВт·год}$$

ТЕЦ-2:

$$b_{\text{ТФ}} = \frac{3810 \cdot 1,02 \cdot 1,03 \cdot \left(1 + \frac{1,9}{100}\right)}{29309 \cdot 0,89 \cdot 0,99} = 0,1579 \text{ кг/кВт·год}$$

б) питомі витрати палива на ТЕЦ на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі:

$$b_{\text{К}} = \frac{q_{\text{ТФ}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \left(1 + \frac{\alpha}{100}\right)}{29309 \cdot \eta_{\text{КА}} \cdot \eta_{\text{ТП}}} \quad (1.28)$$

де $q_{\text{К}}$ - питома витрата теплоти на 1 кВт·год виробленої електроенергії в конденсаційному режимі, кДж/кВт·год.

ТЕЦ-1:

$$b_{\text{К}} = \frac{9295 \cdot 1,02 \cdot 1,03 \cdot \left(1 + \frac{1,9}{100}\right)}{29309 \cdot 0,89 \cdot 0,99} = 0,3853 \text{ кг/кВт·год}$$

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		27

ТЕЦ-2:

$$b_{ТФ} = \frac{8818 \cdot 1,02 \cdot 1,03 \cdot (1 + \frac{1,9}{100})}{29309 \cdot 0,89 \cdot 0,99} = 0,3655 \text{ кг/кВт} \cdot \text{год}$$

в) питомі витрати палива на виробіток теплоти на ТЕЦ (для енергетичних і водонагрівальних котлів визначаємо окремо):

$$b_Q = \frac{34,1 \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot (1 + \frac{\alpha}{100})}{\eta_{КА} \cdot \eta_{ТП}} \quad (1.29)$$

де k_2 - коефіцієнт, що враховує роботу ТЕЦ у змінних режимах (приймаємо $k_2 = 1,01$ - для водонагрівальних котлів; $k_2 = 1,03$ - для енергетичних котлів).

ТЕЦ-1, ТЕЦ-2:

- енергетичні (парові) котли:

$$b_E^1 = b_E^{11} = \frac{34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,03 \cdot (1 + \frac{1,9}{100})}{0,89 \cdot 0,99} = 41,4325 \text{ кг/ГДж}$$

- водонагрівальні котли:

$$b_{ВК}^1 = b_{ВК}^{11} = \frac{34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,03 \cdot (1 + \frac{0,3}{100})}{0,89 \cdot 0,99} = 41,4325 \text{ кг/ГДж}$$

г) питомі витрати палива на відпуск теплоти від котлів в котельні (паливо те ж саме, що і для енергетичних котлів ТЕЦ -АШ):

$$b_{ПК} = \frac{34,1 \cdot 1,17 \cdot (1 + \frac{1,9}{100})}{\eta_{КА} \cdot \eta_{ТП}} \quad (1.30)$$

$$b_{ВК} = \frac{34,1 \cdot 1,0526 \cdot (1 + \frac{\alpha}{100})}{\eta_{КА} \cdot \eta_{ТП}} \quad (1.31)$$

Відповідно:

$$b_{ПК} = \frac{34,1 \cdot 1,17 \cdot (1 + \frac{0,3}{100})}{0,89 \cdot 0,99} = 46,141235 \text{ кг/ГДж}$$

$$b_{ВК} = \frac{34,1 \cdot 1,0526 \cdot (1 + \frac{1,9}{100})}{0,89 \cdot 0,99} = 41,511337 \text{ кг/ГДж}$$

Отримані дані зводимо у таблицю 1.13

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
						28
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 1.13 - Порівняння варіантів енергопостачання

Величина	Розмірність	ТЕЦ-1	ТЕЦ-2	Котельня
1. Електрична потужність $N_{вст.}$	МВт	540	550	-
2. Теплова потужність				
а) у парі D_{Σ}	т/год	1100	1100	1100
б) у гарячій воді Q_{max}	МВт	1150	1150	1150
у тому числі: а) відбори турбін	МВт	628	765,24	-
б) РОУ	МВт	-	-	-
в) водонагрівальні котли	МВт	520,66	386,1	1150
3. Річний відпуск теплоти	тис. ГДж	25890	25890	25890
у тому числі: а) виробничі відбори турбін (пара) $Q_{ПК}^{рiчн.}$	тис. ГДж	13600	13600	0
б) опалювальні відбори турбін (гаряча вода)	тис. ГДж	10846,2889	11700,8140	0
в) РОУ і парові котли	тис. ГДж	0	0	13600
г) водонагрівальні котли	тис. ГДж	1443,7482	580,2215	12290
4. Кількість годин використання встановленої потужності	год	6250	6250	-
5. Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні				
а) виробничі відбори	кВт·год/ГДж	67	67	0
б) опалювальні відбори	кВт·год/ГДж	129	131,5	0
6. Питомі витрати палива:				
а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні	кг/кВт·год	0,1579	0,1579	0
б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі	кг/кВт·год	0,3853	0,3655	0
в) на відпуск теплоти від турбін, РОУ і парових котлів	кг/ГДж	41,4322	41,4325	46,1412
г) на відпуск теплоти від водогрійних котлів	кг/ГДж	40,7819	40,7819	41,5113
7. Вартість енергоносіїв:				
а) кам'яне вугілля	у.о./т.у.п.	100	100	100
б) мазут	у.о./т.у.п.	360	360	-
в) електроенергії	у.о./т.у.п.	0,12	0,12	0,12

Продовження таблиці 1.13 – Порівняння варіантів енергопостачання

8. Чисельність експлуатаційного персоналу	чол	407	399	321
9. Середня зарплата	(у.о./люд)/рік	6300	6300	4500
10. Норма амортизаційних відрахувань	%	-	-	15
а) будівлі та споруди	%	5,5	5,5	0
б) обладнання	%	20	20	0
11. Частка загальностанційних та інших витрат	%	44	45	70
12. Капіталовкладення в джерела енергопостачання	млн. у.о.	657	557	115,25
у тому числі: а) будівлі та споруди	млн. у.о.	214,2	191,6	0
б) обладнання	млн. у.о.	442,8	385,4	0
13. Річний виробіток електроенергії $W_{вир.}$	млн. кВт·год	3375	3437,5	0
у тому числі: а) на тепловому споживанні $W_{ВІР.}^{тф.}$	млн. кВт·год	2310,37	2394,61	0
б) у конденсаційному режимі $W_{ВІР.}^{конд.}$	млн. кВт·год	1064,63	1042,89	0
14. Витрати електроенергії на власні потреби	млн. кВт·год/рік	380,9758	362,3313	212,7958
15. Річний відпуск електроенергії $W_{вд}$	млн. кВт·год/рік	2994,0242	3075,1687	0
16. Замикаючий відпуск енергії $W_{від.}^{зам.}$	млн. кВт·год/рік	81,1445	0	3287,9918
17. Річна витрата умовного палива				
а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні	тис. т.у.п./рік	364,8074	378,1089	0
б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі	кг/кВт·год	410,2019	381,1762	0
в) на відпуск теплоти від турбін, РОУ і парових котлів	тис. т.у.п./рік	1012,8097	1048,6479	627,5207
г) на відпуск теплоти від водонагрівальних котлів	тис. т.у.п./рік	58,8787	22,6625	510,173

Продовження таблиці 1.13 – Порівняння варіантів енергопостачання

Загальні витрати палива:	тис. т.у.п./рік	1846,6977	1830,5955	1431,3758
		1839,49	1828,54	1431,3758
у тому числі: а) вугілля	тис. т.у.п./рік	1787,58	1807,68	1431,3758
б) мазут	тис. т.у.п./рік	51,90	20,86	-
18. Річні експлуатаційні витрати				
а) вартість палива	млн. у.о./рік	197,442	190,7472	143,1375
б) амортизаційні відрахування	млн. у.о./рік	100,341	87,618	17,2875
в) зарплата експлуатаційного персоналу	млн. у.о./рік	2,5641	2,5137	1,458
б) амортизаційні відрахування	млн. у.о./рік	100,341	87,618	17,2875
в) зарплата експлуатаційного персоналу	млн. у.о./рік	2,5641	2,5137	1,458
г) загальностанційні та інші витрати	млн. у.о./рік	54,5397	47,9131	13,1071
д) вартість замикаючого відпуску електроенергії	млн. у.о./рік	9,7373	0	394,559
Разом:	млн. у.о./рік	364,6241	328,198	569,5356
19. Сумарні приведені витрати	млн. у.о./рік	429,9598	385,898	581,0606

Висновок: при проведенні техніко-економічних розрахунків встановлено, що найменші приведені витрати у варіанта II, який включає дві турбіни Т-175/210-130 та дві турбіни Р -100-130/15, вісім котлів паропродуктивності по 420 т/год та чотири водонагрівальні котли КВГМ-100. Таким чином, найкращим варіантом є варіант ТЕЦ-2.

1.5 Чисельність експлуатаційного персоналу

Таблиця 1.14 - Кількісний склад обладнання

	Обладнання		
	Кількість турбін, n_T	Кількість парових котлів, n_K	Кількість водонагрівальних котлів, n_{BK}
ТЕЦ 1	4хПТ135/165-130/15	8 х 420 т/год	5 х КВГМ-100
ТЕЦ 2	2хР-100-130/15 2Т-175/210-130	8 х 420 т/год	4 х КВГМ-100
НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ			

арк

31

Продовження таблиці 1.14 - Кількісний склад обладнання

Котельня	-	8 x 160 т/год	6 x КВГМ-180
----------	---	------------------	--------------

ТЕЦ -1: парові котли - 8 x 420 = 3360 т пари/год;

$$R = \frac{(418 - 401) \cdot (3360 - 3270)}{(3520 - 3270)} + 401 = 407 \text{ чол.}$$

ТЕЦ -2: парові котли - 8 x 420 = 3360 т пари/год;

$$R = \frac{(410 - 393) \cdot (3360 - 3270)}{(3520 - 3270)} + 393 = 399 \text{ чол.}$$

Котельня:

$$R = R_{ПК} + R_{БК} \quad (1.32)$$

парові котли - 8 x 160 = 1300 т пари/год;

$$R_{ПК} = 1280 \cdot 0,15 = 192 \text{ чол.}$$

водонагрівальні котли - 6 КВГМ-180; 6 x 209 = 1294 МВт

$$R_{БК} = 0,1 \cdot 1294 = 129 \text{ чол.};$$

$$R = R_{ПК} + R_{БК} = 192 + 129 = 321 \text{ чол.}$$

1.6 Частка загальностанційних та інших витрат

Табл. 1.15 - Норми відрахувань на інші витрати

Електрична потужність ТЕЦ, МВт	200	300	400	500	750	1000	1500	> 2000
$a_{\text{інш.}}, \%$	60	50	45	40	30	23	14	12

ТЕЦ -1: $N_{\text{ест.}} = 540 \text{ МВт};$

$$a = \frac{(30 - 40) \cdot (540 - 500)}{(600 - 500)} + 40 = 44 \%$$

ТЕЦ -2: $N_{\text{ест.}} = 550 \text{ МВт};$

$$a = \frac{(30 - 40) \cdot (550 - 500)}{(600 - 500)} + 40 = 45 \%$$

Котельня. Приймаємо $a = 70 \%$.

1.7 Замикаючий відпуск енергії

Замикаючий відпуск електроенергії дорівнює:

ТЕЦ-1:

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
						32
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

$$W_{\text{від.}}^{\text{зам.}} = W_{\text{від.}}^{\text{ТЕЦ-2}} - W_{\text{від.}}^{\text{ТЕЦ-1}} = 3075,1687 - 2994,0242 = 81,1445 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год/рік}$$

ТЕЦ -2: 0

Котельня: п.15 (ТЕЦ-2) + п.14 (котельня):

$$3075,1687 + 212,8231 = 3287,9918 \text{ млн.кВт}\cdot\text{год/рік}$$

1.8 Річна витрата умовного палива

а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні, кг/кВт·год (п. 6,а х п.13,а)

$$B = b_{\text{ТФ}} \cdot W_{\text{ВИР.}}^{\text{мф.}} \quad (1.33)$$

ТЕЦ -1:

$$0,1579 \times 2310,37 \cdot 10^6 = 364,8074 \text{ тис. т у.п.}$$

ТЕЦ -2:

$$0,1579 \times 2394,61 \cdot 10^6 = 378,1089 \text{ тис. т у.п.}$$

$$\left[\frac{\text{кг}}{\text{кВт}\cdot\text{год}} \cdot 10^6 \cdot \text{кВт}\cdot\text{год} \right] = [\text{кг} \cdot 10^6] = [\text{т} \cdot 1000] = [\text{тис. т}]$$

б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі, кг/кВт·год (п. 6,б х п.13,б)

$$B = b_{\text{КОНД.}} \cdot W_{\text{ВИР.}}^{\text{конд.}} \quad (1.34)$$

ТЕЦ -1:

$$0,3853 \times 1064,63 \cdot 10^6 = 410,2019 \text{ тис. т у.п.}$$

ТЕЦ -2:

$$0,3655 \times 1042,89 \cdot 10^6 = 381,1762 \text{ тис. т у.п.}$$

в) на відпуск теплоти від турбін, РОУ і парових котлів (п.6,в х п. 3,а + п. 3,б) енергетичні (парові) котли:

ТЕЦ -1:

$$41,432463 \times (13600 + 10846,2889) \cdot 10^3 = 1012,8097 \text{ тис. т у.п.}$$

ТЕЦ -2:

$$41,432463 \times (13600 + 11709,8149) \cdot 10^3 = 1048,6479 \text{ тис. т у.п.}$$

$$\left[\frac{\text{кг}}{\text{ГДж}} \cdot 10^3 \text{ ГДж} \right] = [10^3 \text{ кг}] = [\text{т}]$$

Котельня:

$$46,141235 \times 13600 \cdot 10^3 = 627,3507 \text{ тис. т у.п.}$$

г) на відпуск теплоти від водонагрівальних котлів (п. 6,г х п.3,г)

					НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		33

ТЕЦ -1:

$$40,7819 \times 1443,7482 \cdot 10^3 = 58,8787 \text{ тис. т.у.т}$$

ТЕЦ -2:

$$40,7819 \times 580,2215 \cdot 10^3 = 22,6625 \text{ тис. т.у.т}$$

Котельня:

$$41,5113 \times 12290 \cdot 10^3 = 510,173 \text{ тис. т.у.т}$$

$$\left[\frac{\text{кз}}{\text{ГДж}} \cdot 10^3 \text{ ГДж} \right] = [10^3 \text{ кз}] = [m]$$

1.9 Річні експлуатаційні витрати

а) вартість палива:

$$C_T = B_T \cdot C_T \quad (1.35)$$

ТЕЦ -1:

$$C_T = 1787,68 \cdot 10_3 \cdot 100 + 51,90 \cdot 10_3 \cdot 360 = 197,442 \text{ млн.у.о.}$$

ТЕЦ -2:

$$C_T = 1807,68 \cdot 10_3 \cdot 100 + 27,72 \cdot 10_3 \cdot 360 = 190,7472 \text{ млн.у.о.}$$

Котельня:

$$C_T = 1431,3758 \cdot 10_3 \cdot 100 = 143,1375 \text{ млн.у.о.}$$

б) амортизаційні відрахування:

ТЕЦ -1:

$$I_{AM.} = \frac{5,5}{100} \cdot 214,2 + \frac{20}{100} \cdot 442,8 = 100,341 \text{ млн.у.о.}$$

ТЕЦ -2:

$$I_{AM.} = \frac{5,5}{100} \cdot 191,6 + \frac{20}{100} \cdot 385,4 = 87,618 \text{ млн.у.о.}$$

Котельня:

$$I_{AM.} = \frac{15}{100} \cdot 115,25 = 17,2875 \text{ млн.у.о.}$$

в) зарплата експлуатаційного персоналу:

$$I_{з/п} = R \cdot \bar{\Phi}_{з/п} \quad (1.36)$$

ТЕЦ -1:

$$I_{з/п} = 407 \cdot 63000 = 2,5641 \text{ млн.у.о.}$$

ТЕЦ -2:

$$I_{з/п} = 399 \cdot 63000 = 2,5137 \text{ млн.у.о.}$$

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		34

Котельня:

$$I_{3/II} = 321 \cdot 4500 = 1,4445 \text{ млн.у.о.}$$

г) загальностанційні та інші витрати:

ТЕЦ -1:

$$I_3 = \frac{44}{100} \cdot (2,5641 + 100,341) = 54,5397 \text{ млн.у.о.}$$

ТЕЦ -2:

$$I_3 = \frac{45}{100} \cdot (2,5137 + 87,618) = 47,3191 \text{ млн.у.о.}$$

Котельня:

$$I_3 = \frac{70}{100} \cdot (1,4445 + 17,28) = 13,1071 \text{ млн.у.о.}$$

д) вартість замикаючого відпуску електроенергії :

$$W_{\text{від.}}^{\text{зам.}} \cdot C_{1\text{кВт}\cdot\text{год}} = 81,1445 \cdot 10^6 \times 0,12 = 9,7373 \text{ млн.у.о.} \quad (1.37)$$

ТЕЦ -1:

$$9,373 \text{ млн.у.о.}$$

ТЕЦ -2:

$$0 \text{ млн.у.о.}$$

Котельня:

$$3287,9918 \cdot 10^6 \times 0,12 = 394,559 \text{ млн.кВт}\cdot\text{год/рік}$$

1.10 Сумарні приведені витрати

Сумарні приведені витрати:

$$Z = I + E_H \cdot K, \quad (1.38)$$

де $E_H = 10\%$.

ТЕЦ -1:

$$Z = 364,6241 + 0,1 \cdot 657 = 429,9598 \text{ млн.у.о.}$$

ТЕЦ -2:

$$Z = 328,198 + 0,1 \cdot 577 = 385,898 \text{ млн.у.о.}$$

Котельня:

$$Z = 569,5356 + 0,1 \cdot 115,25 = 581,0606 \text{ млн.у.о.}$$

					HTУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		35

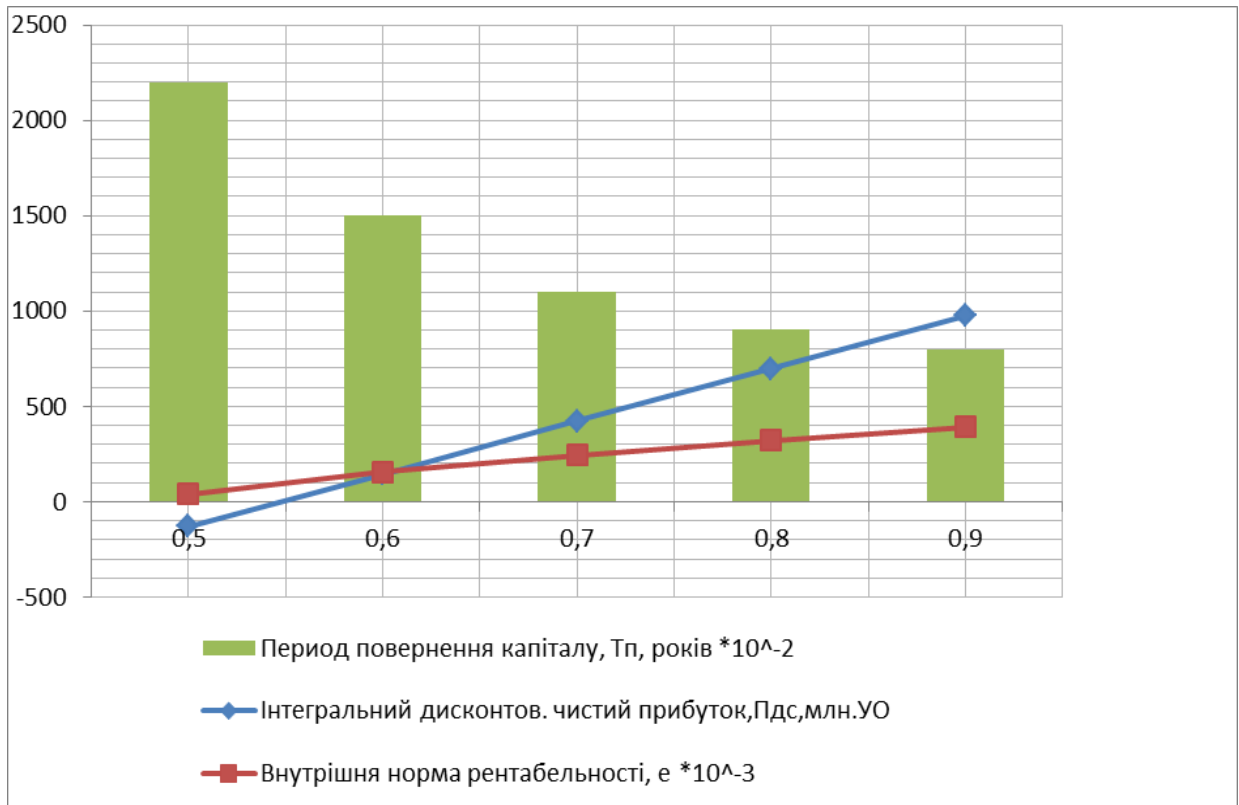


Рисунок 1.3 - Вплив зміни доходів на грошові потоки і критерії ефективності

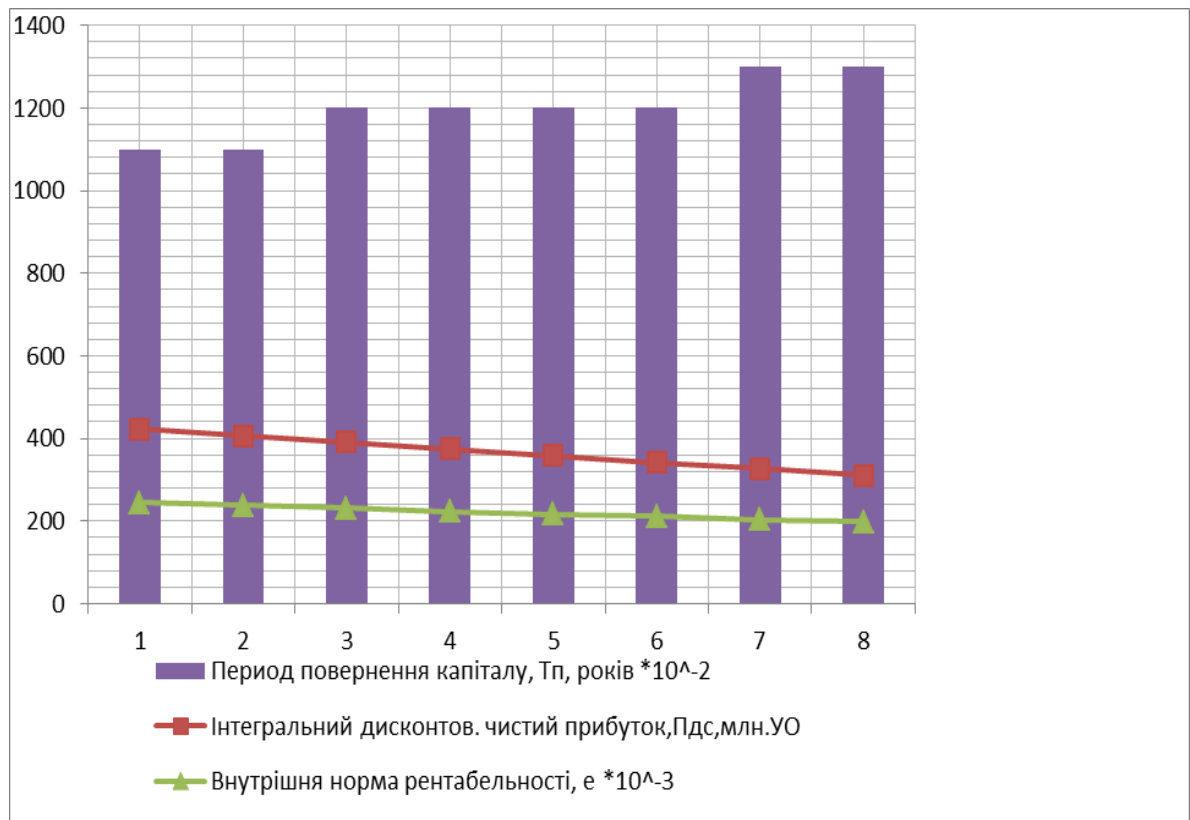


Рисунок 1.4 – Вплив зміни відсотків за кредит

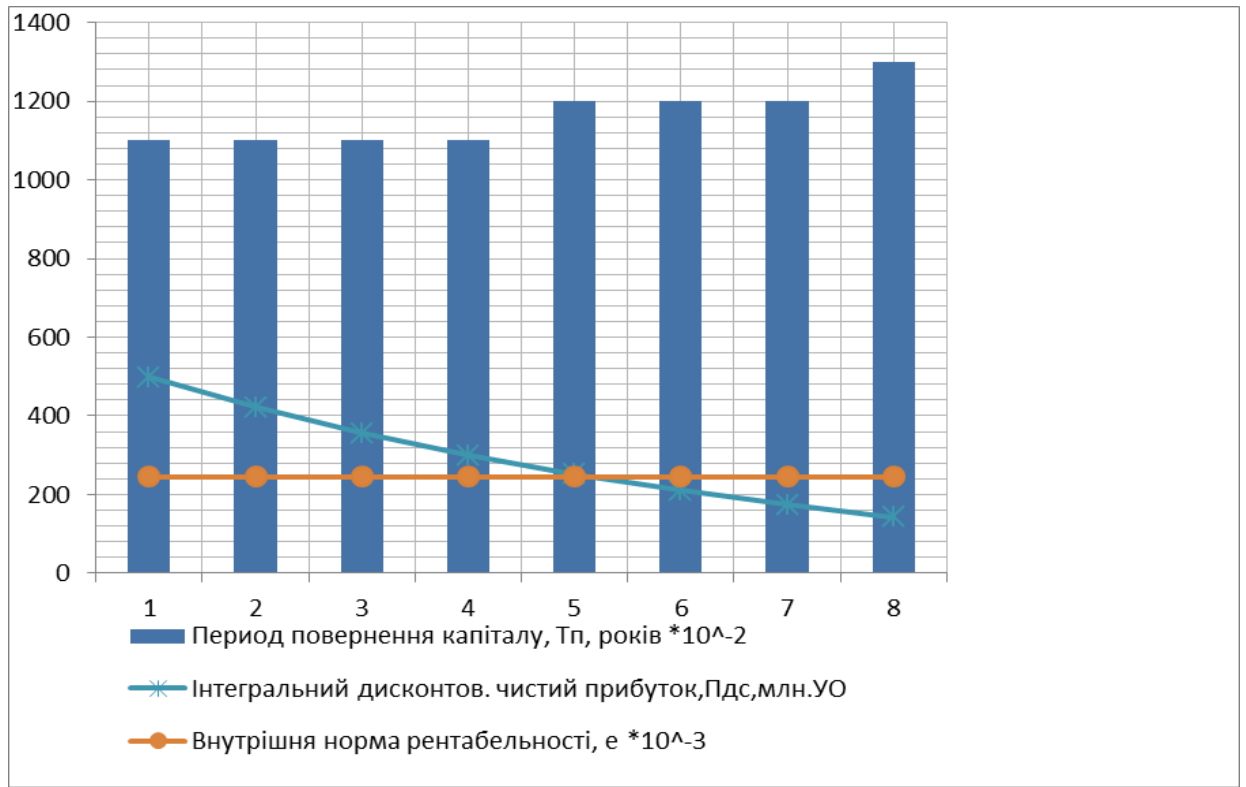


Рисунок 1.5 – Вплив зміни нормативу дисконтування на грошові потоки і критерії ефективності

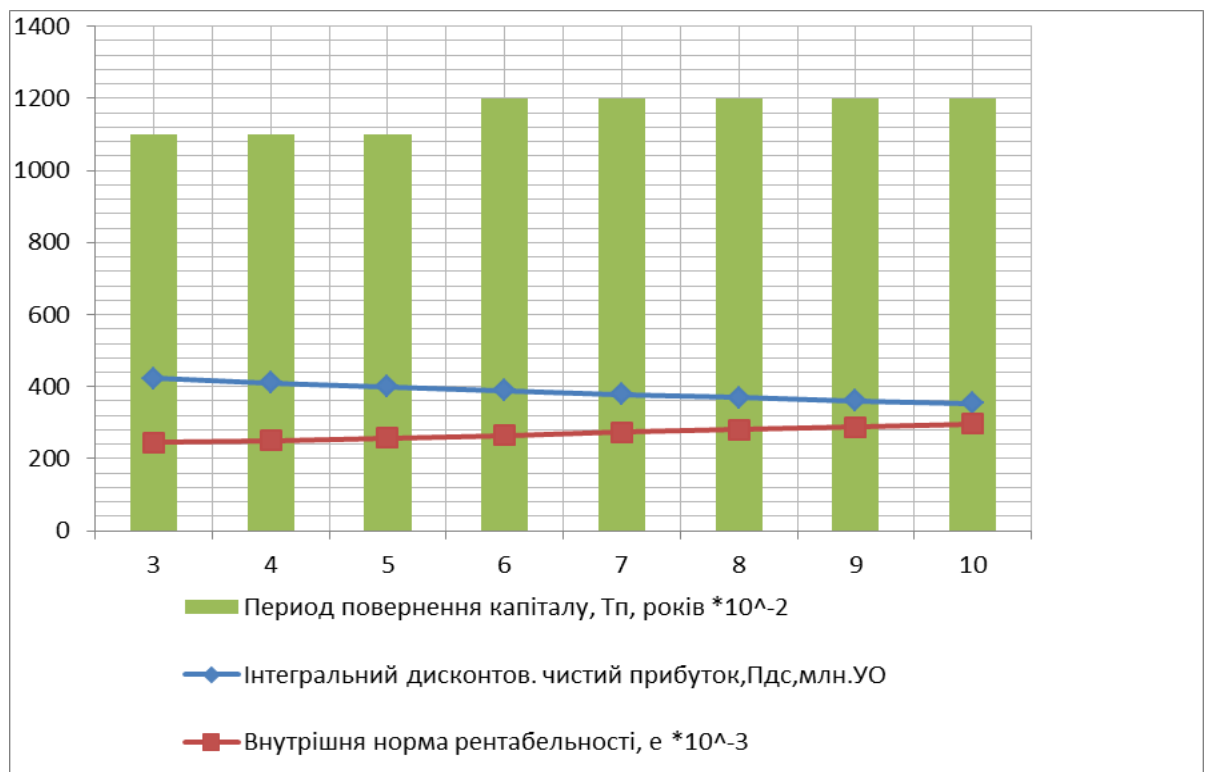


Рисунок 1.6 – Вплив зміни темпу інфляції на грошові потоки і критерії ефективності

1.12 Висновок по економіко-організаційній частині

Висновок: проект будівництва промислово-опалювальної ТЕЦ потужністю 1150 МВт в місті Харків дає позитивний економічний ефект з інтегральним дисконтованим чистим прибутком за весь розрахунковий період. Період повернення капіталу складає 11 років при внутрішній нормі рентабельності $e = 0,245$.

Далі, аналізуючи впливи різних факторів на грошові потоки та критерії ефективності можна прогнозувати запаси сталості.

Зокрема, при зменшенні доходів на 10%, проект ще є ефективним, але подальше зниження доходів призводить до від'ємного інтегрального дисконтованого чистого прибутку.

Збільшення річних експлуатаційних витрат на 10% показує, що проект ще буде ефективним, але їх подальше збільшення вже не дає позитивного результату – спостерігається від'ємний інтегральний дисконтований чистий прибуток.

Зміна, як капіталовкладень, так і нормативу дисконтування в заданих діапазорах, показує, що впровадження даного проекту дає позитивний економічний ефект.

					НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		39

2 ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальна характеристика ТЕЦ

Проектована ТЕЦ 1150 МВт призначена для постачання електроенергії та тепла міської зони, на території якої знаходяться промислові підприємства та житлові масиви. Основним паливом є кам'яне вугілля та мазут для водонагрівальних котлів. Майданчик для ТЕЦ обирається у відповідності з наступними вимогами:

- близькість до споживачів;
- близькість до місця доставки палива;
- близькість до джерел водопостачання.

Проектована електростанція повинна знаходитись поруч із залізничною магістраллю, по якій буде проводитись доставка обладнання, будівельних конструкцій та палива.

Постачання вугіллям та мазутом проводиться за допомогою залізниці.

Район будівництва ТЕЦ – Харків.

На станції приймаємо прямооточну систему технічного водопостачання з рікою Лопань.

Максимальні величини теплового навантаження споживачів в районі ТЕЦ складають 1167,67 МВт. Кількість пари, що відпускається промислового споживачу, складає 1100 т/год при електричній потужності 1150 МВт.

Режим роботи ТЕЦ – базовий, кількість годин використання встановленої потужності електричної потужності 6250 год на рік. Гаряче водопостачання прийняте по закритій двоконтурній схемі. Відпуск теплового навантаження ТЕЦ передбачається по чотирьом магістралям за тепловим графіком 150/70 °С.

Кліматичні умови району:

- розрахункова температура опалення – -23°C ;
- середня температура опалювального періоду – $-0,2^{\circ}\text{C}$;
- середня температура найхолоднішого місяця – -5°C
- тривалість опалювального періоду – 4080 годин (170 днів).

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		40

2.2 Основне обладнання

Вибір типу турбіни визначається характером теплового навантаження. Для ТЕЦ з відпуском тепла в гарячій воді та технічній парі доцільно встановити турбіни типу Т та Р.

В даному проекті на станції встановлюються:

дві турбіни ПО ТМЗ Т-175/210-130 з двома опалювальними відборами;

дві турбіни ПО ТМЗ Р-100-130/15 із витратою пари з протитиском.

2.2.1 Турбоагрегати

2.2.1.1 Турбоагрегат Т-175/210-130

Турбіна типу Т-175/210-130 призначена для комбінованого виробітку теплової та електричної енергії та слугує приводом генератора типу типа ТГВ-200М завод “Електросила”. Номінальним режимом роботи турбіни є робота в теплофікаційному режимі при номінальних значеннях теплового та електричного навантаження та параметрів свіжої пари та при повністю ввімкненій системі регенерації.

Парова турбіна типу Т-175/210-130 має два опалювальних відбори пари для підігріву мережної води. Турбіна розрахована на роботу на зверхвисоких параметрах пари: $P = 13 \text{ МПа}$, $t = 555 \text{ }^\circ\text{C}$.

Живильна вода підігрівається в семи регенеративних підігрівачах та деаераторі з абсолютним тиском $0,7 \text{ МПа}$. Турбіна виконана одновальною, трьохциліндровою.

В залежності від режимів експлуатації може працювати в режимах:

- з двома опалювальними відборами для ступеневого підігріву мережної води, автоматичним підтриманням мінімальної витрати пари в конденсаторі та з використанням тепла цієї пари;

- з двома опалювальними відборами пари для ступеневого підігріву мережної води та з вільним відпуском пари в конденсатор;

- в конденсатному режимі з вимкненими відборами. Перехід із одного режиму в інший виконується без зупинки турбіни.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		41

Максимальна електрична потужність 210 МВт досягається при роботі на конденсаційному режимі. Розрахункові витрати охолоджувальної води на конденсаційному режимі – 24800 м³/год при температурі 20 °С. По мірі набирання теплового навантаження електрична потужність турбіни зменшується до номінальної. Максимальна температура підігріву мережної води складає 110°С при витратах пари на турбіну 760 т/год.

Турбіна має п'ять нерегульованих та два регульованих відбори пари, призначених для:

- підігріву конденсату і живильної води в ПВТ і ПНТ;
- підігріву живильної води в деаераторі;
- підігріву мережної води в мережних підігрівачах;
- та на власні потреби (калорифери котла, РУ та інші).

Межі регулювання тиску в регульованих відборах:

- верхній відбір.....0,059-0,294 МПа;
- нижній відбір 0,049-0,196 МПа.

При роботі двох теплофікаційних відборів, регульований тиск підтримується в верхньому опалювальному відборі; при роботі одного нижнього відбору, регульований тиск підтримується в нижньому. Робота з одним верхнім опалювальним відбором не допускається.

Турбіна розрахована на роботу при частоті електричної мережі 50 Гц, що відповідає частоті обертання ротора 3000 хв⁻¹. Робота при частоті мережі більше 50,5 Гц та нижче 49,5 Гц не допускається.

Таблиця 2.1 - Основні технічні характеристики турбіни при номінальному режимі

Величина	Розмірність	Значення
Номінальна електрична потужність	МВт	175
Максимальна електрична потужність	МВт	210
Кількість циліндрів	шт.	3
Кількість відборів, в тому числі:	шт.	7
- нерегульованих	шт.	5
- регульованих	шт.	2

Продовження таблиці 2.1 - Основні технічні характеристики турбіни при номінальному режимі

Частота обертання ротора	хв. ⁻¹	3000
Тиск свіжої пари перед стопорним клапаном	МПа	12,75
Температура свіжої пари	°С	555
Витрата пари:		
- максимальна	т/год	760
- номінальна	т/год	745
Температура живильної води	°С	232
Тиск в конденсаторі при номінальному навантаженні	кПа	4,9
Витрати охолоджуючої води	т/год	24800
Температура охолоджуючої води	°С	20
Теплове навантаження:		
- номінальне	МВт	314
Максимальна температура мережної води	°С	118
Максимальний тиск мережної води	МПа	0,8

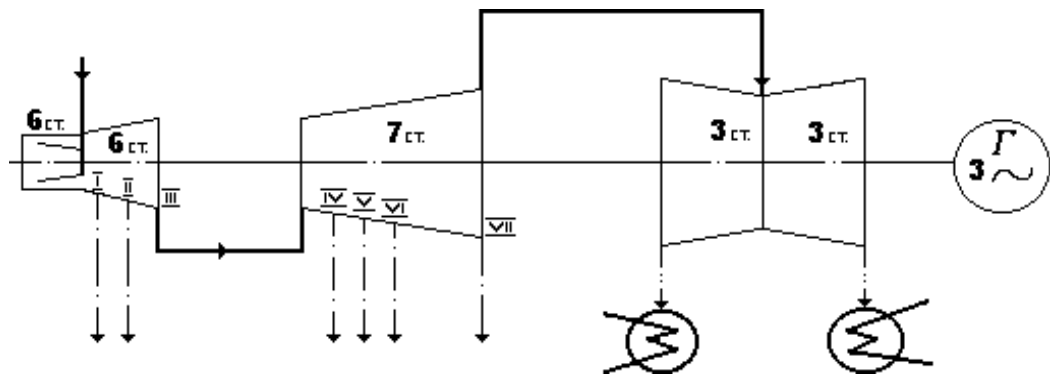


Рисунок 2.1 – Парова турбіна Т-175/210-130.

2.2.1.2 Турбоагрегат Р-100-130/15

Парова турбіна Р-100-130/15 має електричну потужність 100 МВт і спроектована на початковий тиск 12,8 МПа. Турбіна виконана одноциліндровою.

Одноциліндрова турбіна має соплове паророзподілення. Після стопорного клапана пар надходить до чотирьох регулюючих клапанів, що підводять пару до соплової решітки одновінцевої регулюючої ступені. П'ятий перегрузочний клапан

					НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		43

перепускає пару з камери регулюючої ступені до сопел п'ятої ступені турбіни. Формула проточної частини: Р+16Т. Також, є дві камери нерегулюючих відборів за 9-ою та 13-ою ступенями, що подають пару на ПВТ-1 та 2. ПВТ-3 отримує пару 13 ата із протитиску. Блок переднього підшипника включає комбінований підшипник, масляний насос і швидкохідний регулятор. Ротори турбіни та генератора з'єднані пружньою муфтою, на якій розташовано зубчасте колесо валоповоротного пристрою (частота обертання 3,4 хв⁻¹). Ротор турбіни гнучкий, критична кількість обертів 3000 хв⁻¹.

Турбоустановка має 3 ПВТ. Конденсат пари, що гріє, із ПВТ зливається каскадно і направляється в деаератор 0,6 МПа.

Корпуси ПВТ рівномічні і розраховані на максимальний тиск, тому запобіжні клапани не встановлюються. Відсос повітря з ПВТ відбувається каскадно. З останнього ПВТ повітря відсмоктується в деаератор.

У схемі турбоустановки з турбіною Р-100-130/15 передбачений нерегульований відбір пари за сьомою ступенею. На лінії відбору встановлені засувка з електроприводом, що відмикає підливний клапан із примусовим закриттям, захисний клапан, засувка з ручним керуванням і витратомірна шайба.

Захисний клапан має швидкодіючий масляний сервомотор (автозатвор), зв'язаний з лінією керування стопорними клапанами турбіни і відбір, що вимикається, при скиданнях електричного навантаження і при спрацьовуванні захисту турбіни від розгону зворотнім потоком пари з лінії відбору.

Основні параметри турбоустановки Р-100-130/15 наведено в таблицях 2.2-2.3, схема турбіни зображена на рис. 2.2.

Таблиця 2.2 – Основні параметри парової турбіни

Величина	Розмірність	Значення
Потужність, МВт:		
- номінальна	МВт	102
- на конденсаційному режимі	МВт	-
- максимальна	МВт	107
Частота обертання ротора, с ⁻¹	с ⁻¹	3000
Номінальні параметри пари:		
- тиск свіжої пари, МПа	МПа	12,8
- температура свіжої пари, °С	°С	555
Витрата свіжої пари, т/год	т/год	760
Зм.	Арк	№ документа
		Підпис
		Дата
		арк
		44

Продовження таблиці 2.2 – Основні параметри парової турбіни

Межі регулювання тиску в відборах:		
- виробничому	МПа	-
- верхньому опалювальному	МПа	-
- нижньому опалювальному	МПа	-
Межі регулювання протитиску	МПа	12-21
Номінальна витрата пари в протитиску	т/год	782
Температура підігріву живильної води	°С	234
Кількість відборів для регенерації	шт.	3

Таблиця 2.3 – Параметри пари відборів турбіни Р-100-130/15

№ відбору	Підігрівач	Тиск, МПа	Температура, °С	Кількість пари, що відбирається, кг/с
I	ПВТ3	3,95	391	13,33
II	ПВТ2	2,46	331	12,12
III	ПВТ1	Залежить від ввімкнення деаератора		

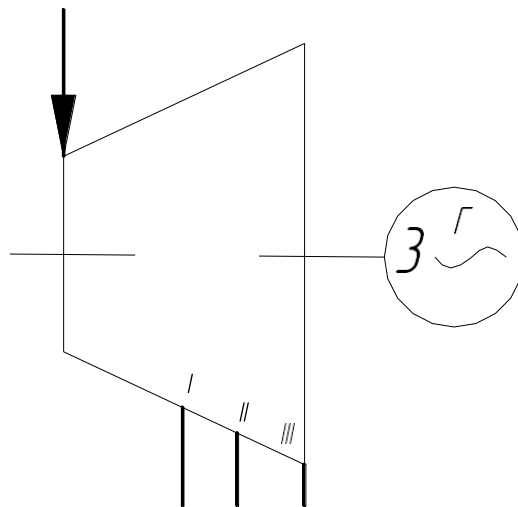


Рисунок 2.2 – Парова турбіна Р-100-130/15.

2.2.2 Котлоагрегати

2.2.2.1 Паровий котел БКЗ-420-140 ПТ-2

Котельний агрегат Е-420-560КЖ призначений для виробітку перегрітої пари на теплових електростанціях з теплофікаційними турбінами при спалюванні донецького полуантрациту.

Котел вертикально-водотрубний, барабанний, з природною циркуляцією, виконаний у П-подібному компонованні, в газощільному виконанні з твердим шлаковилученням.

Топочна камера відкрита, призматична, виконана із суцільнозварних мембранних газощільних панелей, виготовлених із труб діаметром 60 мм з товщиною стінки 6 мм (сталь 20) з вварюванням смуги 6X20 мм. Крок труб в панелях — 80 мм.

Шлаковивилучення тверде, механізоване, безперервне, зі шнековими транспортерами та подрібнювачем.

В нижній частині топки трубами фронтального та заднього екранів утворена „холодна” лійка. В верхній частині топки труби заднього екрану утворюють аеродинамічний виступ. Стеля топки зачинена панелями фронтального екрану.

Топка обладнана шістьма вихривими пальниками, які розташовуються в два яруси на фронтальній стіні.

Барабан котла зварної конструкції внутрішнім діаметром 1600 мм з товщиною стінки 112 мм (сталь 16ГНМА).

Схема випаровування двоступенева, з промиванням пари живильною водою. Перший ступінь випаровування ввімкнений безпосередньо в барабан котла і являє собою сполучення внутрішньо барабанних циклонів та паропромивальних пристроїв, другий ступінь включає сепараційні виносні циклони зовнішнім діаметром 426 мм.

Вода з барабану до випарних барабанів подається по стояках діаметром 219 мм. Пароводяна суміш з екранів в барабан відводиться по трубах діаметром 159 мм.

Пароперегрівач радіаційно-конвективного типу. Радіаційна частина пароперегрівача складається із ширм, розташованих в верхній частині топочної камери, виконаних із труб діаметром 42 мм з товщиною стінки 5 мм (сталь 12Х1МФ); конвективна частина — у вигляді окремих ступенів – розташована в горизонтальному газоході і виконана із труб діаметром 38 мм з товщиною стінки 4; 4,5; 5 и 6 мм (сталь 20, 12Х1МФ, 12Х18Н12Т).

Бічні стіни горизонтального газоходу і частина опускного газоходу екранована горизонтальними суцільнозварними панелями пароперегрівача із труб діаметром 60 мм з товщиною стінки 6 мм з відстанню одна від одної 100 мм.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		46

Температура перегрітої пари регулюється упорскуванням власного конденсату в парохолоджувачах. В конвективному газоході за пароперегрівачем розташовані водяний економайзер та трубчастий повітропідігрівач, скомпоновані „в розсічку”. Економайзер складений із гладких труб діаметром 32 мм з товщиною стінки 4 мм (сталь 20).

Поверхні нагріву повітропідігрівача виконані із труб діаметром 40 мм з товщиною стінки 1,5 мм (Сталь 3).

Блоки водяного економайзера та повітропідігрівача встановлені один на одному і зварені між собою щільним швом, щоб виключити присмоктування холодного повітря.

Топочна камера і пароперегрівач підвішені до власного каркасу. Конвективна шахта встановлена на власному порталі.

Котел обладнаний тепловою камерою для спільної ізоляції перепускних труб та камер котла. Обмурування являє собою натрубну ізоляцію із вулканитових плит або азбестової напиленої маси. Вогнетривкі матеріали застосовані тільки на амбразурах пальників та гарнітурі.

Для чистки поверхонь нагрівання котла передбачено віброочищення ширм; для стін топки і конвективних пакетів пароперегрівача – обдмухуючи пристрої, а для водяного економайзера та повітропідігрівача - дрібоочищення.

Котел обладнаний необхідною арматурою, пристроями для відбору проб пари та води, а також контрольно-вимірювальними пристроями. Процеси живлення, регулювання температури перегрітої пари та горіння автоматизовані. Передбачені засоби теплового захисту.

Котлоагрегат поставляється крупними транспортабельними блоками.

Таблиця 2.4 - Технічні характеристики котла БКЗ-420-140 ПТ-2

Величина	Розмірність	Значення
Завод-виготовлювач		ПО „Сибенергомаш”
Паливо		Донецький полуантрацит
Паропродуктивність	т/год	420
Тиск пари на виході пароперегрівача	МПа	13,8 (140)

Продовження таблиці 2.4 – Технічні характеристики котла БКЗ-420-140ПТ-2

Температура:		
- перегрітої пари	°С	560
- живильної води	°С	210
- вихідних газів	°С	147
- підігріву повітря	°С	375
ККД (брутто) гарантійний	%	91
Тип повітропідігрівача		ТПП
Габаритні розміри:		
- ширина по осях колон	м	19,5
- глибина по осях колон	м	20
- верхня відмітка котла	м	42
Вага металу котла:		
- загальна	т	2350
- поверхонь під тиском	т	910
- легованих сталей	т	171/22,2
- каркасу	т	508,4
Компонування котла		П-подібне
Витрата умовного палива	т/год	73,6
Витрата натурального палива	т/год	39,3
Аеродинамічний опір тракту по газовому боці	мм рт. ст.	117,4
Аеродинамічний опір тракту по повітряному боці	мм рт. ст.	75
Теплопродуктивність	Гкал/год	250

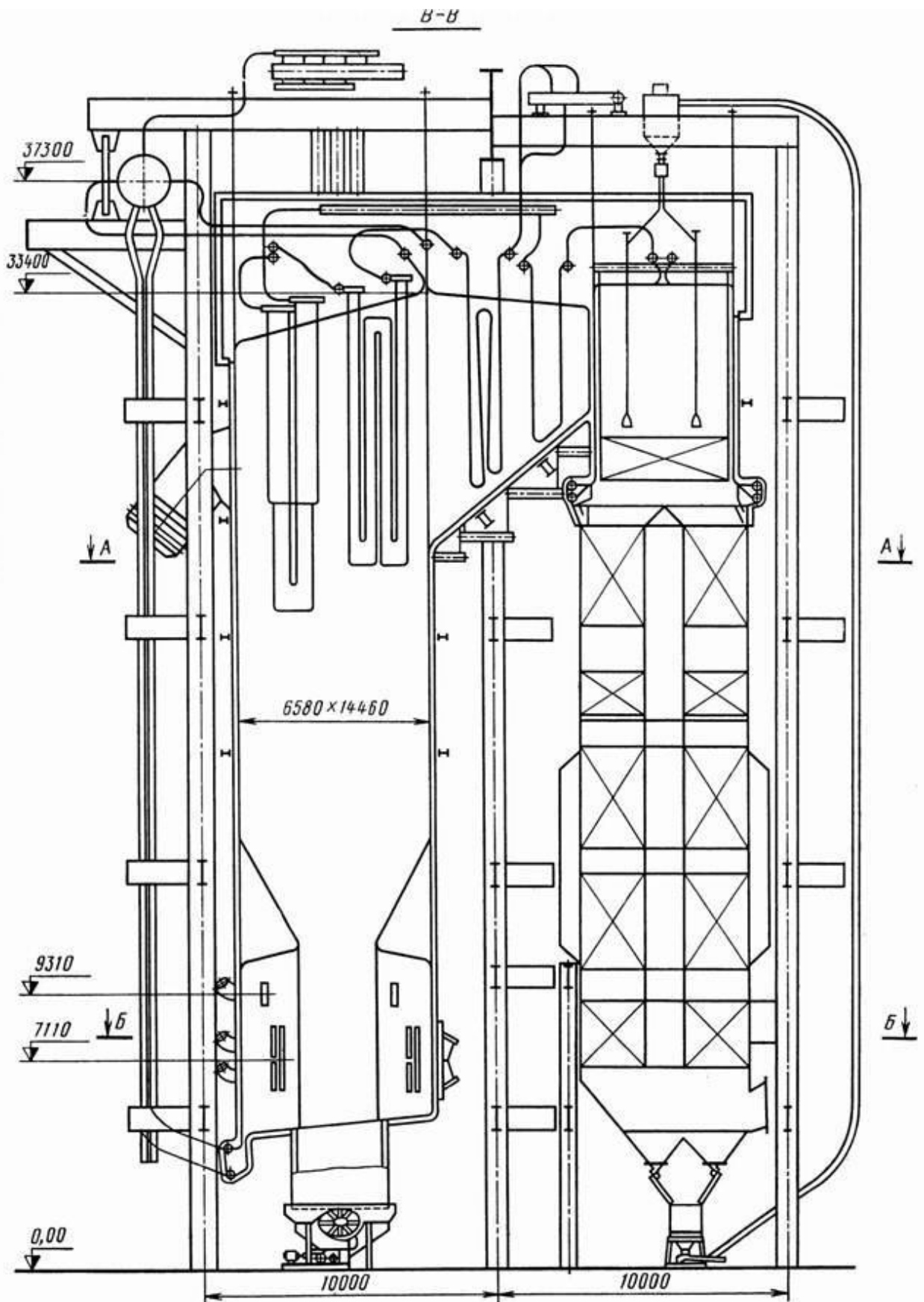


Рисунок 2.3 Поперечний розріз котлоагрегату Е-420-560КЖ (БКЗ-420-140ПТ-2)

Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата

НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ

арк

49

2.2.2.2 Піковий водогрійний котел КВГМ-100

Серія уніфікованих водогрійних котлів для роботи на рідкому та газоподібному паливі (типу КВГМ - котел водогрійний газомазутний) розроблена НПО ЦКТИ разом з Дорогобужским котельним заводом.

Котел КВГМ-100-150 теплопродуктивністю 116,3 МВт призначений для одержання гарячої води з температурою до 150 °С для використання в системах опалення, вентиляції і гарячого водопостачання об'єктів промислового і побутового призначення і для встановлення на ТЕЦ як піково-резервного джерела теплопостачання. Котел використовується як в основному режимі, так і в піковому, тобто для підігріву мережної води від 70 до 150°С і від 110 до 150°С. Котел повинен працювати з постійною витратою води.

Котел водотрубний, прямоточний з Т-образним зімкнутим компонованням поверхонь нагрівання. Вертикальна призматична топка екранована трубами 60x4 мм із кроком 64 мм. Конвективні газоходи примикають до бічних стінок топки. Розділові стінки між газоходами і топкою газоцільні. Стеля топки і бічні стінки конвективних газоходів виконані з труб 38x4 мм із кроком 42 мм. Топка котла обладнана шістьма вихр'ювими газомазутними пальниками з паромеханічними форсунками, розташованими зустрічно трикутником з вершиною вгорі на бічних стінках.

Для зменшення утворення окислів азоту застосована рециркуляція димових газів з конвективного газоходу в повітряний тракт перед пальниками.

Котел допускає роботу зі зміною навантаження в межах 30—100% від номінальної теплопродуктивності.

Пакети конвективних поверхонь нагрівання розміщені в двох опускних вертикальних екранованих газоходах. Пакети набираються з П-подібних ширм, виконаних із труб 32x3 мм. Труби пакетів утворюють шаховий пучок із кроком 68 і 42 мм. Бокові стінки конвективного газоходу закриті трубами 96x5 мм із кроком 136 мм, що є одночасно колекторами для ширм конвективних пакетів.

При роботі на мазуті котел повинний включатися за прямоточною схемою (підведення води здійснюється в поверхні нагрівання топкової камери, а відвід – з

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		50

конвективних поверхонь нагрівання), при роботі тільки на газоподібному паливі включення котла по воді виконується по протиточній схемі (підведення води — у поверхні нагрівання конвективних газоходів, а відвід води — з поверхні нагрівання топкової камери).

Ізоляція котла полегшена, натрубна, товщиною 110 мм і може виконуватися методом напилювання. Газощільність стін котла забезпечується обшиванням металевим листом товщиною 3 мм. Навантаження котла передаються через підвіски на верхню раму несучого каркасу. Котел розрахований на роботу з урівноваженою тягою. Для видалення зовнішніх відкладень із труб пакетів конвективних поверхонь нагрівання при роботі на мазуті котел обладнаний пристроями дробового очищення.

Таблиця 2.5 – Технічна характеристика водогрійного котла КВГМ-100

Величина	Розмірність	Значення
Паливо		Мазут
Номінальна продуктивність	МВт	116,3
Розрахункова витрата води в основному режимі	т/год	1235
Розрахункова витрата води в піковому режимі	т/год	2460
Мінімально дозволений тиск за котлом	МПа	0,8
Розрахункова температура води на вході в котел в основному режимі	°С	70
Розрахункова температура води на вході в котел в піковому режимі	°С	110
Розрахункова температура води на виході	°С	150
Гідравлічний тиск котла по газовому тракту	МПа	$120 \cdot 10^{-5}$
Температура вихідних газів	°С	180
ККД котла	%	91,3
Розрахункова витрата палива, т/год	м ³ /год	11,5

Продовження таблиці 2.5 – Технічна характеристика водогрійного котла КВГМ-100

Спосіб очищення від золи конвективних поверхонь нагріву		Дріб
Розміри по осях колон		
Глибина	м	18
Ширина	м	12
Висота	м	16,4

2.3. Вибір допоміжного обладнання

Необхідність покриття навантаження в гарячій воді та парі передбачає встановлення на ТЕЦ турбоагрегатів з теплофікаційними відборами пари.

Деаерація додаткової води (знесолена вода), яка поповнює витрати води в циклі, здійснюється в вакуумному деаераторі, який забезпечується паром із теплофікаційних відборів турбін. Застосування вакуумного деаератора забезпечує найбільш повне використання теплофікаційних відборів турбін, т. я. дозволяє працювати з тиском в теплофікаційних відборах, що відповідає дійсному температурному режиму теплової мережі. Застосування деаераторів атмосферного типу призводить до недовиробітку електроенергії, т. я. вони обмежують зниження тиску в теплофікаційних відборах турбін величиною 0,12 МПа. Другою, теж суттєвою, перевагою вакуумного деаератора є здатність роботи без перегріву хімічно очищеної (знесоленої) води. В даній схемі ТЕЦ вакуумний деаератор працює під тиском 7,5 кПа, при якому процес деаерації протікає при температурі близько 75 °С. При цьому попередній підігрів знесоленої води, що подається в деаератор с температурою близько 38 °С не потрібен.

Пікове теплофікаційне навантаження покривається водогрійними котлами, на ТЕЦ встановлюємо чотири пікових котла типу КВГМ-100.

Додавання води в теплову мережу здійснюється водою, що пройшла деаерацію в вакуумному деаераторі, який працює під тиском 0,0075 МПа, якому відповідає температура води, що проходить деаерацію, 40⁰С. В опалювальний період вода, що додається, має температуру 40⁰С, влітку, перед відпуском в теплову мережу, вона підігривається до 65⁰С. Сира вода (питної якості) перед надходженням на ХВО води,

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		52

що додається підігривається до 40⁰С. Підігрів вихідної сирі води до 25⁰С як для додавання в теплову мережу, так і для додавання в котлоагрегати здійснюється у відповідних ППВ.

Вакуум у конденсаторах підтримується за допомогою триступневих пароструменевих ежекторів.

2.3.1 Турбінне відділення

2.3.1.1. Система регенеративного підігріву

Теплова схема турбоустановки в значній мірі визначається схемою регенеративного підігріву (СРП) живильної води. Такий підігрів води паром, яка частково була відпрацьована в турбіні і відведена з неї через регенеративні відбори до підігрівачів, забезпечує збільшення термічного ККД циклу.

Регенеративні підігрівачі ТЕЦ встановлюють індивідуально у кожній турбіні, без резерву. Приймається по одному корпусу в кожній ступені підігріву, тобто приймається “одноточна” схема підігрівального пристрою.

СРП живильної води складається із:

- охолоджувача сальникових підігрівачів;
- охолоджувача ежекторів ущільнень;
- ПНТ;
- деаератора;
- ПВТ.

Також до СРП входить допоміжне обладнання:

- зливні насоси (від ПНТ);
- паропроводи відборів із зворотними клапанами.

Конденсат, який підводиться в СРП із конденсатних насосів послідовно проходить через ежектора ущільнень, сальникові підігрівачі, ПНТ і потрапляє в деаератор 0,6 МПа. Із деаератора живильна вода живильними насосами прокачується через ПВТ і поступає в котел.

2.3.1.1.1 Підігрівачі високого тиску

ПВТ в СРП виконана одно поточною з нагрівом води в одній групі апаратів, послідовно розміщених між котельним і живильними насосами. ПВТ

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		53

використовують теплоту пари, яка відбирається з ЦВТ турбіни. Робочий тиск води в трубних системах визначається повним напором ЖЕН. Теплообмінна система ПВТ замикається в один корпус і для більш повного використання теплоти, підведеної пари розділяється на зони:

- охолодження пари - ОП;
- конденсації пари – КП;
- охолодження конденсату гріючої пари – ОК.

В даних ПВТ виконана послідовна схема включення по живильній воді всіх зон – ОК, КП, ОП.

Конструктивно всі ПВТ представляють собою вертикальні апарати зварної конструкції з теплообмінною поверхнею, набраною із звитих в пласкі спіральні гладкі труби зовнішнім діаметром 32 мм і товщиною стінки 4 мм, приєднаних до вертикальних розгалужуючих і збираючих колекторних труб. Всі елементи трубної системи виконані із сталі 20. Елементи корпусу виконані із вуглецевої сталі 20К.

2.3.1.1.2 Підігрівачі низького тиску

СРП низького тиску виконана однопоточною, з нагрівом води в одній групі послідовно розміщених ПНТ поверхневого типу і деаератором. Пробіг води в них виконується під тиском КН.

Основні вузли ПНТ:

- водяна камера з трубками для підводу і відводу живильної води з перегородками всередині водяної камери для організації в підігрівачах певного числа ходів і фланцю;
- трубна система набирається із U-подібних трубок діаметром 16 мм і товщиною 1 мм, кінці яких завальковані в трубній дошці;
- направляючі проміжні перегородки для організації потоку пари;
- корпус підігрівачів із привареними патрубками, опорними лапами і фланцем;
- трубна дошка закріплена за допомогою шпильок між фланцями корпусу і водяної камери.

На турбоустановці Р-100-130/15 ПНТ не встановлюються.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		54

Таблиця 2.6 - Технічні характеристики підігрівачів низького тиску турбіни

T-175/210-130

№ підігрівача		Розмірність	ПНТ-1	ПНТ-2	ПНТ-3	ПНТ-4
Типорозмір			ПН-400-26- 7-II	ПН-400-26- 7-II	ПН-400-26- 7-II	ПН-400-26- 7-V
Площа поверхні теплообміну		м ²	400	400	400	400
Зона ОП			-	-	-	-
Зона ОД			-	-	-	-
Номінальна масова витрата води		кг/с	208,3	208,3	208,3	208,3
Розрахунковий тепловий потік		МВт	26,7	26,7	26,7	26,8
Максимальна температура пари		°С	400	400	400	400
Гідравлічний опір при номінальній витраті води		МПа	0,045	0,045	0,045	0,045
Габаритні розміри	Висота	мм	5655	5655	5655	5655
	Діаметр корпуса	мм	1624	1624	1624	1624
Маса підігрівача	Без води	т	12,4	12,4	12,4	12,3
	З водою	т	21,9	21,9	21,9	23,8

До регенеративних підігрівачів ТЕЦ пред'являються високі вимоги по надійності і забезпеченню заданих параметрів підігріву води – вони повинні бути герметичні, забезпечувати доступ до окремих їх частин при очистці поверхонь нагріву від відкладень.

Для запобігання кипіння середовища, що нагрівається і гідравлічних ударів в поверхнях нагріву тиск гріючої пари повинен бути нижчим від тиску води.

Також є установки, які забезпечують надійну роботу підігрівачів. Наприклад у ПВТ є дві системи захисту:

- від підвищення рівня води в ПВТ;
- від підвищення тиску в трубній системі ПВТ.

											арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ						55

СП використовуються в регенеративній схемі, як охолоджувачі пари із проміжних камер лабіринтових ущільнень турбіни.

В даній схемі турбіни Т-175/210-130 використовується два СП:

- в системі конденсатного тракту (перед ПНТ-1) - ПС-250-30-0,5-І;
- в системі мережної води (перед МП-1) - ПС-250-8-0,5.

Дренажні (зливні) насоси конденсату із регенеративних підігрівачів встановлюють без резерву, при цьому виконують резервну лінію каскадного зливу дренажу в сусідній регенеративний підігрівач більш низького тиску.

На турбоагрегат Т-175/210-130 встановлюють такі зливні насоси:

- на ПНТ-2 один насос Кс-80-155;
- на ПНТ-3 два насоси Кс-80-155.

2.3.1.1.3 Деаератор ДСП-1000

В конденсаті живильної та добавленої води містяться агресивні гази, які викликають корозію обладнання и трубопроводів електричної станції. Для захисту від газової корозії застосовують термічну деаерацію води.

Деаератор призначений для:

- видалення із живильної води корозійно-активних газів: кисню, вільного двоокису вуглецю, а також зв'язаного двоокису вуглецю шляхом термічного розкладу бікарбонатів, розчинених в живильній воді;
- утворення робочого резерву живильної води в баці-акумуляторі для компенсації небалансу між витратами живильної води в котлі і основного конденсату турбіни з урахуванням доданої води;
- підігріву живильної води.

Ємність акумулюючої баки деаератора - 100 м³, забезпечує у випадку аварії запас води на 6 хвилин, у випадку максимального навантаження котла, а також для прийому дренажів від ПНТ. Деаератор розміщується на відмітці 21,6 м, що забезпечує нормальну безкавітаційну роботу ЖН, утворюючи гідравлічний підпір води на всмоктуванні ЖН.

Живильна вода на виході із деаератора повинна задовольняти вимогам ПТЕ:

- розчинений кисень після деаератора не повинен перевищувати 10 мкг/кг;
- з'єднання заліза (в перерахунку на Fe) не більше 10 мкг/кг;

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		56

- з'єднання натрію (в перерахунку на Na) не більше 5 мкг/кг;
- загальна жорсткість не більше 0,2 мкг-екв/кг;
- Показник рН = 9,1 ± 0,1

У деаератор поступають наступні потоки пари і води:

а) в деаераційну колонку

- основний конденсат після ПНТ-4;
- пара із штоків стопорних і регульованих клапанів турбіни;
- гріюча пара із колектора власних потреб;

б) в бак-акумулятор:

- живильна вода із деаераційної колонки;
- рециркуляція живильних насосів;
- дренаж гріючої пари ПВТ;
- рециркуляція вприсків котла;

На ТЕЦ встановлюються деаератори ДП-1000-4 на всі турбоагрегати:

- Т-175/210-130;
- Р-100-130/15.

Таблиця 2.7 - Технічні характеристики деаератора підвищеного тиску типу ДП-1000-4

Величина	Розмірність	Значення
Номінальна продуктивність	кг/с	277,8
Робочий тиск	МПа	0,69
Тиск, дозволений при роботі запобіжних клапанів	МПа	0,74
Пробний гідравлічний тиск	МПа	0,88
Робоча температура	°С	164,2
Максимально допустима температура	°С	172
Діаметр колонки	мм	2400
Висота колонки	мм	4500
Маса колонки	кг	7100
Маса колонки, заповненої водою	кг	26000
Геометрична ємність колонки	м ³	17
Типорозмір охолоджувача пари		ОВ-

Разом з деаератором типа ДП-1000-4 застосовується деаераторний бак типу БД-100-1-13.

Деаераторний бак застосовується для створення необхідного запасу живильної води, та прийому деяких видів потоків пари і води.

Таблиця 2.8 – Технічна характеристика деаераторного бака
типу БД-100-1-13

Величина	Розмірність	Значення
Корисна ємність	м ³	100
Геометрична ємність	м ³	113
Максимальна довжина	мм	13500
Діаметр бака-акумулятора	мм	3500
Товщина стінки	мм	16
Маса	т	23,95

2.3.1.2 Живильна установка

Для восьми котлів типу БКЗ-420, турбіни типу Т-175/210-130 та турбіни типу Р-100-130/15 витрата живильної води при витратах в циклі 2% і питомому об'ємі води - 1,1 м³/т складає: - 1765,23 м³/год.

Для цього встановлюється:

Три живильних електронасоса типу ПЕ-500-180-3г на два котли, продуктивністю 500 м³/год, напором 18,34 МПа. Двигун обладнаний гідромuftою.

Привід насоса виконується електродвигуном типу АГД-3150 потужністю 3150 кВт, напругою 6 кВ через редуктор и муфту.

При відмові одного із насосів на ТЕЦ інші повинні забезпечити таку подачу води, при якій ТЕЦ відпускає тепло в кількості, що визначається температурою найхолоднішого місяця, з допустимим зниженням електричного навантаження одного турбоагрегату.

2.3.1.2.1 Живильні насоси

Живильні насоси є найважливішими з допоміжних машин паротурбінної електростанції, їх розраховують на подачу живильної води при максимальній потужності ТЕЦ з запасом не менш ніж 5%.

					НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		58

На два котла ТЕЦ встановлюємо три живильні насоси – два основних і один резервний.

Тиск живильного насосу:

$$P_{\text{пн}} = (1,25 \dots 1,35) \cdot P_0, \quad (2.1)$$

де $P_0 = 12,75 \text{ МПа}$ - тиск на виході пароперегрівача.

$$P_{\text{пн}} = (1,25 \dots 1,35) \cdot P_0 = 1,35 \cdot 12,75 = 17,2125 \text{ МПа}$$

Таблиця 2.9 – Основні технічні характеристики насосу ПЕ-500-180-3г

Величина	Розмірність	Значення
Продуктивність	м ³	500
Тиск нагнітання	МПа	8,34
Температура живильної води	°С	160
Швидкість обертання	хв ⁻¹	2900
Тип приводу		АГД
Номінальна потужність електродвигуна	кВт	3150
ККД насосу	%	78
Допустимий кавітаційний запас	м	15

2.3.1.3 Конденсаційна установка

Конденсаційна установка призначена для відводу конденсату із збірника конденсату конденсатора та подання його крізь всі ПНТ в деаератор.

Конденсаційна установка складається з:

- конденсатора;
- конденсатних насосів;
- основних ежекторів;
- пускових ежекторів;
- ежектора циркуляційної системи;
- ежектора ущільнень.

Відпрацьована в турбіні пара надходить у міжтрубний простір, який охолоджується циркуляційною водою. Утворений конденсат стікає в

конденсатозбірник, звідки конденсатним насосом прокачується крізь систему регенерації низького тиску турбіни подається в деаератор.

Для початкового створення вакууму у конденсаторі на непрацюючій турбіні і підтриманні його під час роботи, конденсаційна установка обладнана пусковим й основним ежекторами, які відсмоктують повітря й пароводяну суміш з конденсатора й інших теплообмінних апаратів.

В даній тепловій схемі застосований конденсатор типу КГ2-12000-1, призначений для конденсації відпрацьованої пари в турбіні, створення необхідного вакууму й отримання чистого конденсату.

Таблиця 2.10 – Технічні характеристики конденсатора типу КГ2-12000-1

Величина	Розмірність	Значення
Поверхня охолодження	м ²	12000
Витрата циркуляційної води	м ³ /год	25000
Гідравлічний опір	кПа	58
Маса без води	т	310

Насоси прокачують конденсат через всі підігрівачі низького тиску. В якості насосів прийняті насоси типу КСВ-320-160-2 (два робочих, один резервний) продуктивністю по 320 м³/год, напором 1,6 МПа.

Таблиця 2.11 – Технічні характеристики конденсаційного насосу типу КСВ-320-160-2

Величина	Розмірність	Значення
Подача	м ³ /год	320
Напір	м	160
Допустимий кавітаційний запас	м	2,0
Частота обертання	хв ⁻¹	1500
Потужність	кВт	186
ККД	%	75

Як вже зазначалось в тепловій схемі є основний ежектор, який призначено для забезпечення нормального процесу теплообміну в конденсаторі і теплообмінних апаратах, які знаходяться під розрідженням. Один основний ежектор є резервним. Витрата пари на кожний основний ежектор 850 кг/год, на пусковий – 940 кг/год. На

ТЕЦ встановлено три основних ежектора типу ЕПО-3-135-1, та один пусковий ежектор типу ЕП-1-1100-І.

Ежектор представляє собою пароструменевий компресор трьохступінчатого стиснення з проміжним охолодженням пароповітряної суміші. Пусковий ежектор призначений для швидкого набору вакууму при пуску турбоустановки.

Ежектор циркуляційної системи призначений для видалення повітря з верхніх точок циркуляційних водоводів і водяних камер конденсатора при їх заповненні.

Обидва ежектори однотипні.

Ежектор ущільнень з охолоджувачами призначений для відсмоктування пароповітряної суміші з кінцевих камер лабіринтових ущільнень і штоків клапанів турбіни і використання тепла, наявного в пароповітряній суміші в системі регенерації турбіни.

Для турбіни Т-175/210-130 використовується охолоджувач пари із кінцевих ущільнень (з ежектором) ЕУ-120-1.

Для турбіни Р-100-130/15 використовується охолоджувач пари із кінцевих ущільнень (з ежектором) ХЕ-65-350.

Таблиця 2.12 – Основні технічні характеристики ежекторів.

Величина	Розмірність	Значення	
		ЕПО-3-135-1	ЕУ-120-1
Витрата пари	кг/год		940
Тиск пари	МПа	0,51	0,5
Температура пари	°С		
Номінальна		155	160
Максимальна		160	
Витрата конденсату	м ³ /год		
Мінімальна		133	500
Максимальна		193	
Кількість всмоктуючого повітря	кг/год		2000
Тиск всмоктування	МПа	0,005	0,09/0,15

2.3.1.4 Мережна підігрівна установка

Мережні підігрівачі на ТЕЦ встановлюють індивідуально біля турбін, без резерву корпусів. Вони працюють тільки під час опалювального сезону і лише

					НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		61

частка з них працює тільки влітку, несучи навантаження гарячого навантаження. Влітку більша частина підігрівачів знаходиться в резерві, в якості їх резерву використовуються ПВК.

Кількість мережних підігрівачів повинна бути мінімальною, по можливості по одному кожного типа на турбіну.

Технічним проектом у відповідності з тепловою схемою турбіни Т-175/210-130 передбачаються мережні підігрівачі №1 ПСГ-5000-3,5-8-II, ПСГ-5000-3,5-8-II, сальниковий підігрівач, повітровидаляючий пристрій, конденсаційні і мережні насоси, трубопроводи з необхідною арматурою.

При двоступеневім підігріві пари із регулюючого опалювального відбору підводиться до верхнього підігрівача, в нижній підігрівач підводиться пара із відбором з меншим тиском. В термодинамічному відношенні це завжди вигідно, а деяке ускладнення схеми завжди окупиться.

В теплофікаційних установках турбін підігрів мережної води в верхньому та нижньому підігрівачі в розрахунковому режимі приймається приблизно однаковим, в реальних умовах співвідношення між значеннями нагріву в обох підігрівачах змінюється в залежності від режиму та температури зворотної мережної води. Допускається робота з відключеним верхнім підігрівачем, в цьому випадку регулюється тиск пари, яка поступає в нижній підігрівач. Робота з одним верхнім підігрівачем не допускається. Підігрівачі горизонтального типу розташовуються під турбіною в між колонами фундаменту аналогічно конденсатору. З метою спрощення конструкції водяних камер і трубних дощок надлишок тиску води в підігрівачах обмежений 0,78 МПа, в той час як тиск в мережі складає 1,8-2,2 МПа. В зв'язку з цим передбачається двоступеневе перекачування мережної води. Напір насосів першої ступіні обирається таким чином щоб тиск в його напірнім патрубку не перевищує дозволеного для підігрівачів, але не менше потрібного за умовами відсутності закипання на всмоктуванні насосів другої ступені. Знижений тиск мережної води в підігрівачах при двоступеневому перекачуванні зменшує її протікання в паровий простір, що важливо для підтримки водяного режиму котлів ТЕЦ.

Корпус ПМВ суцільнозварної конструкції. Теплообмінна поверхня утворюється прямими трубками, кінці яких ввальцовані в трубні дошки. По довжині підігрівача в

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		62

його паровому просторі встановлені перегородки, які являються допоміжними опорами для труб. В першому ряду трубного пучка зі сторони входу пари встановлені сталеві трубки (відбійники), відбійники на ряду з іншими заходами захищають теплообмінну поверхню від ерозії. Для компенсації температурних розширень на корпусі підігрівача зі сторони поворотної камери встановлений подвійний тензовий компенсатор (Характеристику ПМВ див. таблицю 3.13).

В теплопідготувальних системах ТЕЦ встановлюються пікові водогрійні котли. Заміна частини енергетичних котлів на більш прості водогрійні суттєво знижує капіталовкладення в ТЕЦ. Наявність водогрійних котлів збільшує номенклатуру обладнання, яке експлуатується, але для великих електростанцій це не суттєво, так як на таких ТЕЦ є достатня ремонтна база и необхідна кваліфікація персоналу.

На кожен турбін до встановлення приймаємо по два мережних підігрівача:

- нижній ПСГ-5000-3,5-8-II;
- верхній ПСГ-5000-3,5-8-II.

Таблиця 2.13 - Технічні характеристики підігрівачів мережної води.

Типорозмір	Розрахункові параметри пари		Розрахункові параметри води					Розрахунковий тепловий потік
	Тиск	номінальна витрата	Тиск	Максимальна температура на вході	номінальна витрата	швидкість в трубах	гідравлічний тиск	
Розмірність	МПа	кг/с	МПа	°С	кг/с	м/с	МПа	МВт
ПСГ-5000-2,5-8-I	0,03-0,15	81,9	0,88	115	166,7	2,22	0,097	191,9
ПСГ-5000-3,5-8-II	0,06-0,2	81,9	0,88	115	166,7	2,22	0,097	191,9

Насоси для живлення водою допоміжних теплообмінників (мережні підігрівачі) обирають переважно централізовано на всю ТЕЦ, або частину її секцій в як змога

меншім числі (1-2 робочих насоса) с одним резервним, який має подачу робочого насосу (при 4-ох мережних насосах резервні не встановлюють).

На ТЭЦ, що проектується встановлюються мережні насоси, які слугують для перекачування мережної води в системі централізованого водопостачання в будівлі, споруди.

Мережні насоси встановлюють з резервом. Один з мережних насосів обирається зі зниженою продуктивністю для забезпечення гарячого водопостачання влітку.

В якості мережних насосів першого підйому до встановлення приймаємо мережні насоси типу СЕ-2500-60 – 6 шт., другого підйому – СЕ-2500-180 – 6 шт. Також до встановлення приймаємо 12 дренажних насосів мережних підігрівачів – 6 на ПСГ-1 та 6 на ПСГ-2

Таблиця 2.14 - Технічні характеристики мережних насосів, та дренажних насосів ПСГ

Типорозмір	Подача	Напір	Кавітаційний запас	Частота обертання	Потужність	ККД
Розмірність	м ³ /год	м	м	хв ⁻¹	кВт	%
СЕ 2500-60	2500	60	12	1500	475	86
СЕ 2500-180	2500	180	28	3000	1460	84

2.3.1.5 – Циркуляційна установка

Циркуляційні насоси – ЦН – призначені для подачі охолоджувальної води в конденсатор та маслоохолоджувачі турбіни, а також в гозоохолоджувачі генератора.

Насоси охолоджувальної води конденсаторів турбін (циркуляційні) зазвичай обирають по одному чи два на турбіну. В машинному залі насоси встановлюють індивідуально, зазвичай по два насоси на турбіну, для здатності відключення одного із них при зменшенні витрат води (в зимовий час). До циркуляційних насосів резерв не встановлюється. Їх продуктивність обирають за літнім режимом, коли температура охолоджувальної води велика і необхідна найбільша її кількість. В

зимовий час, при низькій температурі води, її витрати суттєво знижуються (приблизно вдвічі), і частина насосів фактично являється резервом.

Сумарна витрата охолоджувальної води на турбоустановку Т-175/210-130 складає 24800 м³/год.

Розрахункова характеристика для вибору ЦН - продуктивність ЦН:

$$Q_{ц.н.} = k \cdot W \quad (2.2)$$

де $Q_{ц.н.} = 24800$ м³/год – витрата охолоджувальної води

$k = 1,05$ – коефіцієнт, враховуючий витрати води на мастило та повітроохолоджувачі.

$$Q_{ц.н.} = 24800 \cdot 1,05 = 26040 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Для встановлення приймаємо два ЦН типу Оп2-145

Таблиця 2.15 – Технічні характеристики циркуляційного насосу типу Оп2-145

Величина	Розмірність	Значення
Подача	м ³ /год	21940 - 37160
Напір	м	16,3-9,4
Допустимий кавітаційний запас	м	10-12,5
Частота обертань	хв ⁻¹	365
Потужність	кВт	820-1550
ККД	%	80

В якості двигуна приймаємо синхронний двигун типу СДН-2-16-59-8УЗ.

Таблиця 2.16 – Технічні характеристики двигуна типу СДН-2-16-59-8УЗ

Величина	Розмірність	Значення
Номінальна потужність	кВт	1250
Повна потужність	кВ×А	1455
Частота обертання	хв ⁻¹	750
ККД двигуна	%	95,7

2.3.1.6 Система маслопостачання

Система маслопостачання призначена для змазки та охолодження підшипників турбоагрегату, валоповоротного механізму, живильних насосів. Повинна забезпечувати:

- надійність роботи агрегатів на всіх режимах;
- підтримання якості масла у відповідності з нормами;
- пожежну безпеку;
- виключення протікання масла й влучання його в систему охолодження;

В системі маслоохолодження застосовується турбінне масло марки ТПП-22.

Система маслозабезпечення складається з:

- масляного баку;
- маслонасосів;
- маслоохолоджувачів;
- аварійних масляних бачків.

Крім цього, маслосистема має допоміжні пристрої: масляні фільтри, піновіддільник, показник рівня масла, реле пуску електронасосів, зворотні клапани, засувки, зливні клапани й трубопроводи. До системи маслозабезпечення турбіни приєднані живильні насоси, які не мають власних систем маслозабезпечення.

Для турбіни Т-175/210-130 встановлюються:

- три маслоохолоджувачі М-240м1;
- маслонасоси:
 - з двигунами змінного струму ЦНСМ-300-240 та Д-200-36;
 - з двигунами постійного струму Д-100-23.

Для турбіни Р-100-130/15 встановлюються:

- два маслоохолоджувача МБ-63-90
- мастильні насоси:
 - з двигунами змінного струму ЦНСМ-180-425 та Д-200-36;
 - з двигунами постійного струму Д-200-95.

2.3.2 Котельне відділення

Допоміжне обладнання котельного відділення складається з:

- газоповітропроводи;

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
						66
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

- тяго-дугтєві машини;
- пристрої для внутрішньоцехового транспорту;
- золотловлювачі.

На ТЕЦ, що проектується в якості палива використовується тверде паливо – кам’яне вугілля, та мазут для водогрійних котлів марки 100.

До тяго-дугтєвих машин відносяться димососи та дугтєві вентилятори. Подача димових газів працюючими димососами и повітродугтєвими вентиляторами повинна забезпечувати повну продуктивність котлоагрегату з запасом 10%.

2.3.2.1 Дугтєві вентилятори

Дугтєві вентилятори подають холодне повітря у повітропідігрівач котлоагрегату, засмоктуючи його з верхньої частини котельної, де температура у зв’язку втрат розсіювання тепла котлоагрегатом може досягати 30°C и вище. Таким чином, тепло, яке виділяється зовнішніми частинами поверхні котлоагрегату, використовується частково. Одночасно здійснюється деяка вентиляція приміщення (влітку). Взимку повітря береться ззовні.

Розраховується об’єм повітря перед вентиляторами. Розрахунок ведеться з урахуванням п’ятивідсоткового запасу по продуктивності:

На кожний котел встановлюються по два вентилятори типу ВДН-20-11у.

Таблиця 2.17 - Технічні характеристики дугтєвого вентилятора типу ВДН-20-11у

Величина	Розмірність	Значення
Подача	м ³ /год	170/127
Повний тиск	Па	4270/2450
Температура газів	°С	30
ККД	%	82
Частота обертання	хв. ⁻¹	980/740
Потужність	кВт	320/145

2.3.2.2 Димососи

Димососи призначені для відсмоктування димових газів через димову трубу в атмосферу. Продуктивність димососа визначається з врахуванням присосів повітря

					НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
						67
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

по газовому тракту на засмокуючій його стороні та температури газів, які проходять через нього. Продуктивність обираємо з запасом в 5%. Знаходиться об'єм димових газів перед димососом.

Розрахункову продуктивність димососів обираємо з запасом в 10%.

До встановлення приймаємо димососи типа Д-25х2-ШБ на котел по 2 штуки.

Таблиця 2.18 - Технічні характеристики димососа типа Д-25х2-ШБ

Величина	Розмірність	Значення
Подача	м ³ /год	650
Повний тиск	Па	3650
Температура газів	°С	200
ККД	%	68
Частота обертання	об/хв	585
Потужність	кВт	1290

Димососи та вентилятори мають привід від електродвигуна. Потужність двигуна обирають з врахуванням інерції (махового моменту) ротора тяго-дугтевої машини при пуску її. До витрат енергії на привідний двигун входять втрати в ньому, які враховують його ККД. Димососи та дугтеві вентилятори при номінальному навантаженні котлоагрегату повинні мати ККД не нижче 90% максимального його значення.

Робота відцентрових димососів та дугтевих вентиляторів регулюється направляючими апаратами з поворотними лопатками, а також двошвидкісними електродвигунами біля котлоагрегатів. Дросельне регулювання димососів и дугтевих вентиляторів не допускається.

Загальна потужність для приводу дугтевих вентиляторів и димососів складає до 15% потужності блоку.

2.3.2.4 Електрофільтр

Електрофільтри – апарати, які використовують для вловлювання пилу (зали) електростатичне поле, яке виникає між коронуючими та осаджувальними електродами. Електрофільтр являє собою камеру з горизонтальним потоком газів. В цих камерах розташовані електроди.

Приймаю для встановлення електрофільтр ЕГА1-40-7,5-6-3. У якого площа активного перерізу 81,9 м, габарити:

- довжина – 17,28 м
- ширина – 13,99 м
- висота – 15,4 м

2.3.2.5 Система пилеприготування

2.3.2.5.1 Шаровий барабанний млин

Для подрібнення кам'яного вугілля використовуються шарові барабанні млини та замкнена схема пилеприготування з промбункером. Витрата пилу котлом при номінальному навантаженні складає 73,6 т/год і, відповідно, продуктивність системи пилеприготування повинна бути рівною $1,1 \cdot 73,6 = 80,96$ т/год. Приймаємо по два млини на кожний котлоагрегат типу Ш-50А(370-850) продуктивністю 50 т/год.

Таблиця 2.19 – Технічні характеристики шарового барабанного млина типу Ш-50А(370-850)

Величина	Розмірність	Значення
Діаметр барабана	мм	3700
Довжина барабана	мм	8500
Продуктивність	т/год	50
Частота обертання	хв. ⁻¹	17,6
Маса млина	т	170
Маса шарів, які завантажуються	кг	100
Діаметр патрубків		
- вугілляприймальних	мм	1550, 1700
- пилевідпускаючих	мм	1250, 1400
Тип приводу		Зубчастий косозубий

Продовження таблиці 2.19 – Технічні характеристики шарового барабанного
млина типу Ш-50А(370-850)

Електродвигун:		
- тип		СДМЗ-2-22- 34-6044 СМДЗ-2-22- 36-6044
- потужність	кВт	1600
- частота обертання	хв. ⁻¹	100
Товщина стінок барабану	мм	90

2.3.2.5.2 Живителі сирого вугілля

Для подачі в млини сирого вугілля на кожний котельний агрегат встановлюємо два скребкових живителя типу СПУ 700 × 9800, продуктивністю 50 т/год кожний. Привід живителя від двошвидкісних електродвигунів потужність 6,5 кВт типу А052-6/4 (1470-980 хв⁻¹). Сумарна продуктивність живителів складає близько 120% номінальної витрати палива котлом.

2.3.2.5.3 Сепаратор пилу

Сепаратори пилу призначені для відокремлення крупних фракцій пилу від дрібних. Дрібні фракції після сепаратору направляються у котел, а крупні фракції повертаються назад у млин. Приймаємо до встановлення два сепаратора пилу відцентрового типу марки СПЦВ4750-2000.

Таблиця 2.20 – Технічні характеристики сепаратору пилу
типу СПЦВ4750-2000

Величина	Розмірність	Значення
Витрата сушильного агента	тис. м ³ /год	104-213
Об'єм	м ³	47
Висота	м	8,35
Маса	т	18,5

2.3.2.5.4 Живителі пилу

Для подачі пилу встановлюємо лопатні живителі пилу типу ППЛ-7 продуктивністю по 6 т/год в кількості 18 шт (по 3 живителя на пальник). Привід живителя від електродвигунів з безступеневим плавним регулюванням потужністю 1,2 кВт. При номінальному навантаженні котлоагрегата (витрата пилу 73,6 т/год) навантаження кожного живителя буде близько 70%

2.3.2.5.5 Пильовий шнек

Пильовий шнек встановлюється для зв'язку пилесистем сусідніх котлоагрегатів обираємо по пилепродуктивності пристроя одного котлоагрегата, тобто 80,96 т/год. Встановлюємо шнек діаметром 500 мм з числом обертань на хвилину. Привід від електродвигуна потужністю 10,3 кВт.

2.3.2.5.6 Циклон

Приймаємо для встановлення два циклони типу ЦП2-4250 діаметром 4250 мм, витрата сушильного агенту 180-230 м³/год, висота циклону 16,86 м, маса 24,9 т.

2.3.2.5.7 Бункер пилу

Корисна ємність промбункерів пилу повинна забезпечити не менш ніж 2-2,5 години запасу номінальної необхідності котла.

Приймаємо до встановлення бункер пилу ємністю $2,5 \cdot 80,96 = 202,4$ т на кожний котлоагрегат.

2.3.2.5.8 Млиновий вентилятор

Приймаємо до встановлення млиновий вентилятор типу ВМ-18А продуктивністю 100000 м³/год з напором 1,05 МПа, потужністю двигуна 400 кВт. Кількість обертів 1480 хв⁻¹. Кількість млинових вентиляторів 2 шт.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
						71
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

Розрахунок теплової схеми виконується для чотирьох характерних режимів роботи теплоелектроцентралі [3]:

I режим – максимальний-зимовий, відповідає розрахунковій температурі зовнішнього повітря для опалення. Цей режим визначає максимальний виробіток пари на ТЕЦ і, отже, сумарну потужність встановлених котлоагрегатів (основних і пікових). Опалювально-вентиляційні навантаження і навантаження по технологічній парі в цьому режимі приймаються максимально-добовими, навантаження гарячого водопостачання – середньогодинним за тиждень.

II режим – розрахунково-контрольний. Цей режим відповідає середній за найбільш холодний місяць температурі зовнішнього повітря і прораховується за умови аварійної зупинки одного найбільш потужного котлоагрегату ТЕЦ. При цьому відповідно до норм технологічного проектування електростанцій повинні забезпечувати:

- максимально тривалу віддачу пари на виробництво;
- середню за найбільш холодний місяць віддачу тепла на опалення;
- середньодобову витрату тепла на сантехнічні потреби (для ГВП – середньотижневий).

Другий режим визначає число й одиничну потужність встановлених на ТЕЦ парових і водонагрівальних котлів.

III режим – середньоопалювальний. Цей режим розраховується при середній за опалювальний період температурі зовнішнього повітря і відповідних опалювальних навантаженнях.

IV режим – літній, характеризує роботу ТЕЦ при відсутності опалювальних навантажень. Навантаження по технологічній парі в IV режимі приймаються літньо максимально-добові, а по ГВП – середні за тиждень.

Розрахунки наведені в додатках.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		72

Таблиця 2.21 - Пароводяний баланс ТЕЦ

1. Пароводяний баланс енергетичних котлів						
Сумарна витрата живильної води енергетичних котлів		т/год	2988,1	2561,7	2984,6	2689,4
	Всього	т/год	2988,1	2561,7	2984,6	2689,4
- сумарна витрата гострої пари на турбіни		т/год	2696,0	2288,0	2700,0	2420,0
- внутрішні втрати пари та конденсату на ТЕЦ		т/год	49,1	43,7	49,1	49,1
- витрати пари на власні потреби ТЕЦ		т/год	205,2	196,4	197,6	182,5
- неперервна продувка енергетичних котлів		т/год	37,8	33,6	37,8	37,8
	Всього	т/год	2988,1	2561,7	2984,6	2689,4
2. Пароводяний баланс зовнішнього користувача технологічної пари						
Витрати пари 1,4 МПа зовнішньому користувачу від турбін Р		т/год	1280,0	1280,0	1280,0	1280,0
	Всього	т/год	1280,0	1280,0	1280,0	1280,0
- витрати зворотнього конденсату, що повертається на ТЕЦ		т/год	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0
- втрати конденсату на виробництві		т/год	280,0	280,0	280,0	280,0
	Всього	т/год	1280,0	1280,0	1280,0	1280,0

2.5 Компонування головного корпусу

Компонуванням головного корпусу електричної станції називають взаємне розміщення окремих приміщень, обладнання і будівельних конструкцій. Головний корпус електростанції – центральний виробничий корпус [4].

В ньому знаходяться основні агрегати – турбіни з електричними генераторами і парові котли, більша частина їх допоміжного обладнання, з'єднуючі їх трубопроводи, електричне розподільче устаткування власних потреб (РУВП), щити управління роботою обладнання, електричні кабелі і т.д. Головний корпус складається з машинного залу, в якому знаходяться турбоагрегати і їх обладнання, котельні, де розташовані парові котли; проміжного відділу між ними, названого також бункерно-деаераторним, так як на верхньому поверсі цього відділу розташовують деаератори з їх баками.

Більше половини капітальних витрат електростанції приходяться на обладнання і будівельну частину головного корпусу.

Раціональний вибір типу компонування має велике значення для будівництва, монтажу та експлуатації електростанції.

Компонування головного корпусу станції задовольняє наступним технічним і економічним вимогам:

– забезпечує безпечне і надійне використання технологічного процесу електростанції. Повинні виконуватись вимоги протипожежної безпеки і охорони праці. Виконання окремих елементів головного корпусу електростанції, а також їх взаємне розміщення повинні забезпечувати їх надійне виконання технологічного процесу. Деаератори з їх баками розташовують на необхідній висоті над живильними насосами щоб запобігти явищу кавітації на вході до них і т.д.;

– компонування головного корпусу забезпечує індустриальні методи його будівництва і монтажу, ремонт устаткування. Забезпечує установку вантажопідйомних механізмів (електричних мостових кранів) для обслуговування основного та допоміжного обладнання;

					<i>НТУУ ДІПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		74

– компонування головного корпусу забезпечує зручні умови експлуатації, зокрема наявність достатніх проходів між обладнанням, монтажних та ремонтних площадок, вільного місця для виїмки елементів обладнання. Враховують сучасні методи керування роботою обладнання – автоматичного і дистанційного – з обладнанням блочних щитів управління, з використанням електричних обчислювальних машин і т.д.;

– санітарно-гігієнічні вимоги включають створення нормальних умов життя населення, захист природи в районі електростанції. В приміщенні електростанції повинні забезпечуватися природне освітлення (або лампи денного світла), приплив свіжого повітря (аерація), вентиляція. Склад шкідливих речовин – твердих і газоподібних (оксидів сірки та азоту) – у вихідних димових газах електростанції не буде перевищувати допустимих меж. Стічні води, що відводяться у водні басейни, повинні очищують у відповідності з санітарно-гігієнічними нормами.

– економічність спорудження та експлуатації електростанції досягається компактним розміщенням обладнання у відповідності з послідовністю технологічного процесу, скороченням довжини комунікацій і трубопроводів пари та води, газоходів і повітроводів, електричних та силових ЛЕП . Скорочення довжини і комунікацій сприяє зниженню їх ціни та енергетичних затрат. Але здешевлення електростанції не повинно шкодити її нормальному функціонуванню, зручності експлуатації та умовам праці персоналу.

Машинний зал поділяють по висоті на дві частини: верхню, в якій знаходяться турбоагрегати, і нижню, в якій розташовують допоміжне обладнання – конденсатор турбіни (між колонами фундаменту турбоагрегату), регенеративні підігрівачі, конденсатні та живильні насоси, трубопроводи охолоджуючої води, БЗУ, мережні насоси. Нижню частину машинного залу називають конденсатним приміщенням. Зверху машинного залу встановлюють мостовий кран з основним гаком вантажопідйомністю 20 т.

В перекритті над конденсатним приміщенням виконують прорізи для обслуговування краном допоміжного обладнання. Турбоагрегати Т-175/210-130 та Р-100-130/15 в машинному залі розташовані продольно. У торцевих стінах

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		75

машинного залу, а також між турбоагрегатами передбачені монтажні площини на рівні підлоги конденсаційного поверху.

Компонування обладнання машинного залу передбачує вільне місце для виймання ротора електрогенератора, а також трубок конденсаторів турбін.

Каркас будівлі машинного залу і всього головного корпусу в цілому сформований металевими колонами, зв'язаними між собою горизонтальними балками. Поздовжній крок колони 12 метрів.

Колони каркасу котельного приміщення виконані також з кроком (поздовжнім) 12 метрів. Разом з колонами машинного залу вони складають єдиний каркас будівлі головного корпусу. Внутрішні колони машинного залу і котельні з'єднані між собою в межах проміжного приміщення. Це забезпечує стійкість головного корпусу проти вітряного навантаження. Каркас кожного парового котла підвішений до міцної "хребтової" балки, через яку навантаження підвісу котла передається на основні колони і фундамент будівлі котельні.

Над котлами пересувається містковий електричний кран вантажопідйомністю 50 т.

Регенеративні повітряпідігрівачі та димососи встановлені на відкритому повітрі поблизу зовнішньої стінки котельні. Над ними розташований напівмостовий кран вантажопідйомністю 30т.

2.6 Допоміжне господарство теплоелектроцентралі

Допоміжне господарство ТЕЦ включає в себе:

- систему технічного водопостачання;
- паливне господарство (вугільне, мазутне);
- систему підготування води (на ТЕЦ – ХВП);
- димову трубу.

2.6.1 Система технічного водопостачання ТЕЦ

2.6.1.1 Споживачі технічної води

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		76

Для нормальної роботи ТЕЦ потрібне надійне і безперебійне постачання їх водою. Споживачами води на ТЕЦ є конденсатори турбін і технологічні конденсатори, системи охолодження підшипників, обладнання водопідготування та гідравлічного золошлаковилучення, численні допоміжні теплообмінники і системи. Загальна витрата води складається з витрат окремих споживачів і повинен відповідати дебіту обраного джерела водопостачання.

Конденсатори турбін є основними споживачами води. На ТЕЦ застосовують одноходові і багатоходові (до 4-х ходів) конденсатори. Незважаючи на декілька більше гідравлічний опір, частіше застосовуються багатоходові конденсатори в основному тому що, питома витрата води на конденсацію пари в них менше, ніж в одноходових.

Характеристикою конденсатора є кратність охолодження m , яка знаходиться як відношення витрат циркуляційної води і пари, які поступають в конденсатор.

Для підтримання вакууму температура води, що виходить, повинна бути нижче на 5-10⁰С температури насичення в конденсаторі.

Витрата охолоджуючої води залежить від початкової її температури. При проектуванні систем водопостачання розрахункова витрата приймається за найбільш теплом часом року, коли температура води є максимальною.

Витрата води на газоохолоджувачі генераторів залежить від кількості тепла, яке виділяється в обмотках генератора. З метою надійного охолодження обмоток газоохолоджувачі розраховують таким чином, щоб нагрів води в них був не вище 50⁰С.

Маслоохолоджувачі слугують для охолодження мастила, яке циркулює в мастильній системі турбін.

Вода на газоохолоджувачі і маслоохолоджувачі подається з напірної лінії конденсаторів турбін.

На ТЕЦ вода в системі охолодження допоміжного обладнання подається з напірної лінії конденсаторів турбін. Якщо напір недостатній, то встановлюються додаткові насоси з резервом 100%. Забір води з напірної лінії можливий тільки при

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		77

роботі основних циркуляційних насосів. Для ТЕЦ застосування такої схеми подачі води достатньо обгрутоване, оскільки допоміжні механізми, яким потрібне охолодження, пускаються и зупиняються с невеликою різницею в часі між пуском и зупинкою основних агрегатів.

Подача води на водопідготування, золошлаковилучення, газоочищення проводиться з лінії після конденсаторів турбін допоміжними насосами.

Загальна витрата води, яка повинна забезпечуватися роботою циркуляційних насосів складається з витрат на охолодження конденсаторів, газоохолоджувачів, маслоохолоджувачів и систем охолодження допоміжного обладнання.

Із загальної витрати води приблизно 85-90 % приходить на долю конденсаторів турбін.

Існують дві основні системи технічного водопостачання: прямоточна и оборотна з прудами-охолоджувачами, градирнями або розбризкуючими пристроями. Зустрічається також сполучання обох систем.

В умовах експлуатації витрата води може підвищитись внаслідок створення відкладень в трубках конденсаторів турбін та інших теплообмінників. Найбільш сильно відкладення відбивається на роботі конденсаторів, викликаючи не тільки підвищення витрати води, а й погіршення вакууму, що, в свою чергу, знижує потужність турбін. Для боротьби с відкладеннями застосовується хімічна обробка води и механічне очищення трубок апаратів. Для очищення трубок конденсаторів турбін “на ходу“, без останову турбіни, розроблена і застосовуються система очищення за допомогою резинових шариків.

2.6.1.2 Прямоточна система водопостачання

При прямоточній системі охолодження вода проходить через конденсатор турбіни одноразово, при цьому забір води з ріки здійснюється обов'язково із створу, який розташовано вище по течії, ніж скид води. Вода після використання на охолодженні скидається в річку, водосховище. Така система потребує значних капітальних вкладень, потужних джерел водопостачання, проте забезпечує низькі і стабільні температури води.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		78

Подача води з водойми може забезпечуватись блочною або центральною насосною станцією. При блочній станції на кожний блок (котел, турбіна) подається двома циркуляційними насосами й окремим водоводом. В такій системі засувки і зворотні клапани на напірних лініях не встановлюються, а тепла вода скидається в самопливний канал великого перерізу (4.23 м). Система найбільш економічна і надійна. При центральній насосній станції вода подається споживачам по двох-трьох водоводах великого діаметра (3-3.3 м) декількома насосами (не менше чотирьох). В схемі багато запірної й запобіжної арматури, відповідно великі гідравлічні втрати. В прямоточній системі витрати води можуть бути забезпечені тільки на великих річках. Крім того, скид великої кількості теплої води обмежує застосування таких систем.

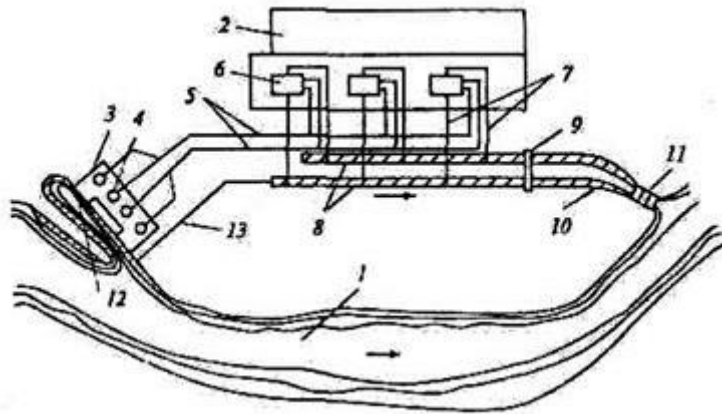


Рисунок 2.4 - Схема прямоточної системи технічного водопостачання електростанцій:

1-річка; 2-головний корпус; 3- водоприймальний пристрій та берегова насосна станція; 4- циркуляційні насоси; 5-напірні трубопроводи; 6 –конденсатори турбін; 7- зливні трубопроводи; 8- закритий відвідний канал; 9-пристрій для регулювання води у закритому відвідному каналі; 10-відкритий відвідний канал; 11- водоскидна споруда; 12- водозабір; 13-трубопровід обігрівання водозабору

На теплових і атомних електростанціях з охолоджувальною водою у водні об'єкти скидається велика кількість теплоти. Так, питома кількість теплоти, яка відводиться з охолоджувальною водою при нагріві її у конденсаторах парових турбін на 8-10°C, стає на ТЕС коло 43 кДж/(кВт ч), а на АЕС 73 кДж/(кВт ч) при витраті води 100-300 м³/с. Скидати ці теплі води безпосередньо у водойми не

можна, оскільки навіть незначне підвищення температур позначається на екологічній обстановці природних водоймищ.

Таким чином, найбільш вигідною для забезпечення конденсаторів парових турбін водою є оборотна схема з водосховищем-охолоджувачем. У цій схемі дуже важливо забезпечити необхідний хімічний склад охолоджуючої води для того, щоб знизити, або повністю виключити небезпечність утворення щільних сольових відкладень та корозійний знос металу, з якого виготовлені конденсатори. Це і є причиною виготовлення конденсаторів із латуні. З другого боку, потрібно проведення стабілізаційної обробки води у цій системі з метою запобігання утворенню щільних сольових відкладень і корозії. Для цієї системи все це є визначальним для забезпечення її працездатності. Крім того, охолоджуюча вода повинна мати певну температуру.

Найбільш поширеним методом стабілізації охолоджуючої води є продувка систем водяного охолодження, тобто відвід частини оборотної води із заміною її свіжою. При продувці знижуються концентрації усіх домішок, у тому числі хлоридів та сульфатів, що сприяє послабленню процесів корозії в оборотній системі охолодження. Звичайно стабілізацію води проводять разом із обробкою води хімічними реагентами. До хімічних методів обробки охолоджувальної води відносяться підкислення, рекарбонізація, фосфатування.

В цілях виключення можливого зараження води для споживачів домішками, створюються проміжкові замкнуті контури зі спеціальними теплообмінниками. Системи охолодження, теплообмінники вентиляційних систем обладнуються охолоджуючою водою за допомогою окремих насосів незалежно від подачі води в конденсатори.

2.6.1.2.1 Циркуляційні насоси

Циркуляційні насоси призначені для обслуговування конденсаторів ТЕЦ, тобто для подачі охолоджуючої води в конденсатори турбін. Підбір насосів здійснюється по номінальній витраті охолоджуючої води через конденсатори турбін, напір на виході не повинен перевищувати 25 мм рт. ст.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		80

Для турбін Т-175/210-130: 24800 м³/год

Загальна витрата охолоджуючої води через конденсатори турбін:

$$Q_k = G_{ок} \cdot n; \quad (2.3)$$

де:

$G_{ок}$ – витрата охолоджувальної води на конденсаційному режимі

n – кількість турбін

$$G_{ок} = 24800 \cdot 2 = 49600 \text{ м}^3/\text{год}$$

Обираємо п'ять циркуляційних насосів (один з яких резервний) марки Д12500-24(48Д-22).

Таблиця 2.23 - Технічні характеристики циркуляційного насосу Д12500-24(48Д-22)

Величина	Розмірність	Значення
Подача	м ³ /год	12500
Напір	м	24
Допустимий кавітаційний запас	м	7
Частота обертання	об/хв	485
Потужність	кВт	950
ККД	%	88

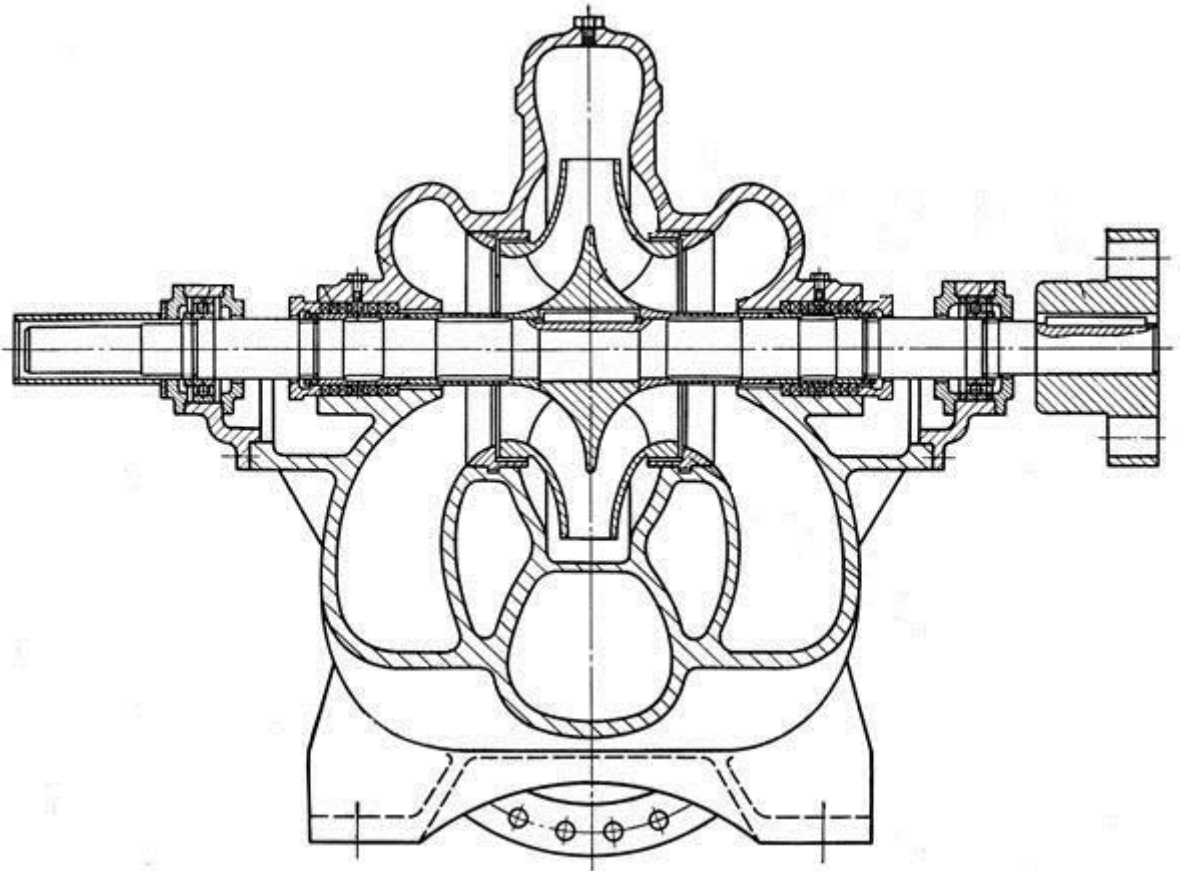


Рисунок 2.5 – Продольний прозріз насосу Д12500-24(48Д-22)

2.6.2 Паливне господарство ТЕЦ

2.6.2.1 Вугільне господарство ТЕЦ

Кам'яне вугілля на станцію поставляється по залізній дорозі. На ТЕЦ застосовується замкнена схема пилеприготування з індивідуальним пиловим бункером. Основні елементи вугільного господарства ТЕЦ:

- вагоноопрокидувачі;
- розморожуючі пристрої;
- стрічкові конвеєри;
- молоткові подрібнювачі;
- електромагнітні сепаратори;
- склад палива;

2.6.2.1.1. Вагоноскидувачі

Вагоноскидувачі застосовуються для розвантаження вагонів з вугіллям.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		82

Продуктивність паливоподачі:

$$8 \cdot 73,6 = 588,8 \text{ т/год}$$

Виходячи з цього застосовуємо 3 чотириопорні вагоноскидувачі – два основних і один резервний.

Таблиця 2.24 - Технічні характеристики чотириопорного роторного вагоноскидувача

Величина	Розмірність	Значення
Продуктивність (технічна) при вагонах 60 та 93 т	вагон/год	30
Продуктивність (технічна) при вагонах 125 т	вагон/год	25
Кут повороту	град	175
Частота обертання	хв. ⁻¹	1,35
Потужність електродвигунів	кВт	120
Габаритні розміри (довжина * ширина* висота)	м	23,2*9,4*8,4
Маса	т	220

При встановленні трьох вагоноскидувачів на складі також встановлюється розвантажувальна естакада довжиною 60 м для розвантаження несправних вагонів.

2.6.2.1.2. Розморожуючі пристрої

При поставках замороженого палива (взимку) на електростанції споруджується розморожуючий пристрій. Місткість пристрою повинна визначатись з урахуванням часу розігріву вагона і добової витрати палива.

В розвантажувальних пристроях для подрібнення на решітках мерзлого та крупно кускового палива встановлюють спеціальні подрібнювальні машини. Решітки над бункерами вагоноскидувачів повинні мати чарунки розміром не більше 350×350мм, які розширюються донизу.

Стінки бункерів розвантажувальних пристроїв і складу палива повинні мати обігрів. Кут нахилу стінок приймальних бункерів розвантажувальних пристроїв з вагоноскидувачами і пересипними бункерами приймають не менше 55⁰.

2.6.2.1.3 Стрічкові конвєсри

					НТУУ ДІПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		83

Стрічкові конвеєри – основний тип підйомно-транспортних пристроїв на ТЕЦ для подачі палива. Кут нахилу стрічкових конвеєрів не більше 18°. В місцях завантаження великошматкового палива кут нахилу конвеєра не більше 12°. Паливо від кожного вагоноскидувача подається одним стрічковим конвеєром з продуктивністю яка дорівнює продуктивності вагоноскидувача. Паливо в котельню подається, як правило, двониточною системою стрічкових конвеєрів, які розраховані на тримісну роботу. Одна із ниток – резервна.

Паливо на склад подається одностручковою системою стрічкових конвеєрів. В тракті паливоподачі використовуються конвеєрні стрічки з гумовотканевим пошаровим тяговим каркасом, та зовнішніми гумовими обкладками.

Приймаємо конвеєрну стрічку типу ТК-200, шириною 1000 мм та швидкістю руху – 2,0 м/с.

Таблиця 2.25 - Технічні характеристики конвеєрної стрічки типу ТК-200

Величина		Розмірність	Значення
Тип ткани тягового каркасу			З основою і утком з капронових ниток
Міцність ткани на основі		Н/мм	200
Товщина прокладки	З гумовим прошарком	мм	1,4
Товщина зовнішніх обкладок		мм	6,0/2,0
Маса стрічки при тритканевих прокладках		кг/(пог.м)	13,4
Збільшення маси стрічки		кг/(пог.м)	1,4

На відповідних конвеєрах також встановлюються стрічкові ваги, які використовуються для визначення ваги палива, яке поступає в котельне відділення.

2.6.2.1.4 Молоткові подрібнювачі

В тракті паливоподачі до подрібнювачів встановлюють послідовно підвісні та шківні електромагнітні сепаратори з металошукачами. За подрібнювачами розташовані механічні пробовідбірники, а також вловлювачі щепи.

Приймаємо до встановлення електромагнітні сепаратори типу ЕПР 120В.

Таблиця 2.27 - Технічні характеристики електромагнітного сепаратора типу ЕПР 120В

Величина	Розмірність	Значення
Ширина стрічки конвеєра	мм	1000-1200
Швидкість руху стрічки конвеєра	м/с	0,5-4,5
Напруга живлення постійного струму	В	110, 220
Товщина шару вугілля на стрічці конвеєра	мм	-
Потужність, яка споживається магнітною системою	кВт	3,5
Маса	т	6,75
Маса предметів, які видаляються	кг	0,5-20

2.6.2.1.6 Склад вугілля

Місткість складів вугілля приймається рівною 30 добовій витраті палива. Склади палива виконуються відчиненими. Норма природних втрат палива при зберіганні на протязі року складає 0,2%.

Приймаємо місткість складу вугілля рівній 47 тис. т.

2.6.2.2 Мазутне господарство ТЕЦ

Мазут доставляється на ТЕЦ по залізній дорозі. Основні елементи мазутного господарства:

- прийомно-зливне устаткування;
- мазутосховище;
- мазутна насосна;
- установка для вводу рідких присадок;

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		86

- трубопроводи;
- арматура.

Підігрітий заздалегідь мазут зливається із цистерни в міжрейкові лотки, виконані з уклоном не менше 1 %, та по ним направляється в прийомну ємність, перед якою розміщені грубий фільтр-сітка та гідрозатвор. На дно лотків укладають парові труби. Прийомно-зливне обладнання розраховано на прийом цистерни вантажопідйомністю 60 та 90 т. Довжина фронту навантаження спроектована з розрахунку, що повинно бути злито розрахункові добові витрати мазуту (20-годинні витрати усіма енергетичними котлами станції при їх номінальній продуктивності та 24-годинні витрати усіма водогрійними котлами при покритті теплових навантажень для середньої температури самого холодного місяця).

Час підігріву та зливу однієї стоянки не повинно бути більше 9-ти годин. Гадають, що мазут доставляється цистернами розрахунковою вантажопідйомністю 60 т, при вантажній нормі ЗД маршруту, з коефіцієнтом нерівномірності подачі 1,2.

Із прийомної ємності мазут перекачується насосами занурювального типу в мазутосховище. Зливаємий із розміщеної під розвантажування цистерну мазут повинен бути перекачаний не більше ніж за 5 годин. Перекачувальні насоси розміщені з резервуаром. На електростанції споруджуються залізобетонні резервуари у кількості 5 шт, обваловані землею, місткістю 5000 м³ (по нормам для це забезпечує 15-добову витрату). Мазут в резервуарах мазутного господарства розігрівають циркуляційним способом по окремому спеціально виділеному контуру. В контурі циркуляційного розігріву мазуту передбачено по одному резервному насосу і підігрівачу.

Температура мазуту в приємних ємностях та резервуарах мазутосховище не допускається вище 100 °С. Це обмеження зв'язане з тим, що при більш високій температурі вода в мазуті закипає (при 100 °С) з утворенням водомазутної піни, відбувається інтенсивне відстоювання води, збільшуються втрати від випарювання легких фракцій. Для мазуту марки М40 оптимальна робоча температура зберігання 50–60 °С, для мазуту марки М100 – 60-70 °С.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		87

В насосній основного мазутного господарства передбачено по одному резервному підігрівачу та фільтру тонкого очищення. Схема мазутонасосної повинна допускати можливість роботи любого підігрівача і фільтра з любым насосом I та II ступіні. Мазут з мазутогосподарства подається до котлів по двом магістралям, розрахованим кожна на 75% номінальної продуктивності з урахуванням рециркуляції. Прокладка мазутопроводів наземна. Мазутопроводи, прокладені на відкритому повітрі та в холодних приміщеннях, повинні мати парові обігрівачі в загальній з ними ізоляцією. На вводах магістральних мазутопроводів усередині котельного відділу, а також на відводах до кожного котла встановлюється засувна арматура з дистанційним електричним та механічним приводами, розміщеними в зручних для обслуговування місцях.

Для аварійних відключень на всмоктуючих та нагнітаючих мазутопроводах засувна арматура на відстані 40 м від мазутонасосної.

2.6.3 Системи підготовки води на ТЕЦ

Питання водоприготування та організації водно-хімічного режиму електростанцій мають велике значення для забезпечення надійної та економічної експлуатації їх обладнання. Задачами водопідготовки та організації водно-хімічного режиму на електростанції у зв'язку з тим є недопущення утворення накипу та відкладень на теплопередаючих поверхнях, шламу в обладнанні та трубопроводах, корозії внутрішніх поверхонь, теплоенергетичного обладнання та відкладень в проточній частині турбіни. Відомі хімічні та термічні методи водоприготування.

Домішки, які є в котловій воді, можуть виділятися на внутрішніх поверхнях труб у вигляді накипу та в товщі води, у вигляді суспендованого шламу. В деяких випадках шлам може прилипати до поверхонь нагріву. У котлів забрудненню внутрішніх поверхонь нагріву більш всього піддаються екранні труби. Це тягне за собою погіршення теплопередачі, та небезпечний перегрів металу. Розжарені в трубній системі котлів важкорозчинні з'єднання кальцію, магнію, заліза та міді скорочують тривалість робочої компанії котлів.

Утворені в парових котлах відкладення можуть бути по-своєму хімічному складу розділені на три основні групи:

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		88

- кальцієві та магнієві накипі (карбонатні, сульфатні, силікатні та фосфатні);
- залізоокисні, залізофосфатні, залізосилікатні накипі;
- відкладення металічної міді та її накипів.

Практично всі речовини, які знаходять місце в котловій воді, мають здатність розчинятися в парі. Із збільшенням тиску пари збільшується утворення істинних парових розчинів різних нелетучих неорганічних з'єднань. При тиску більше 6 МПа примітно збільшується розчинність в парі окислів заліза та кремнієвої кислоти. Нагріваємі з'єднання починають розчинятися в парі при більш високому тиску.

При розширенні пари в проточній частині турбіни зменшуються його температура і тиск, завдяки чому зменшується розчинна здатність пари і з розчину виділяється тверда фаза. В перших ступінях ЦВТ відкладаються переважно CuO , Cu_2O , Na_2SiO_3 , Na_2SO_4 , $\text{Mg}(\text{OH})_2$, дуже слабо розчиняються перегрітому парі. Відкладення окислів заліза виявляються у вигляді Fe_3O_4 та частково Fe_2O_3 . Кремнієва кислота, маючи добру розчинність в парі, виділяється в тверду фазу лише при значному зниженні тиску. Кремнієві з'єднання скупчуються, як правило, в ЦСТ та ЦНТ.

Відкладення на поверхнях нагріву котлів можуть виводитися лише періодично шляхом водних чи хімічних холодних чи гарячих відмивок на неробочих котлах.

Обробка природної води для заповнення втрат пари та конденсату на ТЕЦ починається з очищення її від грубодисперсних і колоїдних домішок. Грубодисперсні домішки виводяться освітленням води в освітлювачах та фільтрах. Для очищення конденсату від продуктів корозії поряд з насипними використовуються наливні фільтри. Порошкоподібний матеріал наливається в них на фільтруючі елементи при зарядці фільтра. Відроблений шар з затриманими забрудненнями виводиться водою та стисненим повітрям, і викидається.

Для видалення із води колоїдних домішок застосовується коагуляція – обробка води реагентами, які приводять до зниження колоїдних частинок и утворенню грубодисперсних пластівців, які випадають в осадок і виводяться осадженням в освітлювачах або фільтрах. В ролі коагулянтів використовують сіркокислий алюміній, сіркокисле залізо та хлорне залізо.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		89

На кінець зм'якшення (для підживлення теплових мереж) та глибоке знесолення для заповнення парових та конденсатних втрат із циклу ТЕЦ – виконується обробка води методом іонного обміну, який оснований на здатності деяких синтетичних практично нерозчинних у воді речовин, названих іонообмінними матеріалами, або іонами, міняти іонний склад води. Для цього вода, що обробляється пропускається через фільтри, завантажені іонами. Якщо відбувається обмін катіонів, процес називається катіонуванням, якщо відбувається обмін аніонів – аніонуванням.

В ролі катіонів використовують речовини КУ-2 і сульфовугілля, а в ролі аніонів АВ-17 і АИ-31.

На ТЕЦ в цеху хімоводоочищення встановлено обладнання яке забезпечує трьохступеневе Н-катіонування, декарбонізацію і трьохступеневе аніонування. Завчасно вода освітлюється (освітлювач – механічний фільтр коагуляції) до концентрації сульфатів, хлоридів та нітратів до 8 мг-екв/кг. В цій схемі замість катіонного та аніонного фільтрів третьої ступіні, можна поставити один ФЗД. Перша ступінь аніонування виконується слабоосновним аніоном. Друга ступінь Н-катіонування призначена для обміну на іон водню катіонів (в основному Na^+), випадково проникаючих через Н-фільтр першої ступіні.

В цілях утворення благоприємних умов для поглинання кремнієвої кислоти сильно основним аніоном вуглекислий газ із фільтра видаляється за допомогою декарбонізатора. Застосовується плівковий декарбонізатор із насадкою з кілець Рашіга, роблячи по принципу десорбції в умовах протитечії води і повітря, додаємих знизу вентилятором. Залишковий вміст CO_2 у воді складає 3-7 мг/кг. Друга ступінь аніонування виконується аніоном для видалення аніону кремнієвої кислоти і поглинання залишків CO_2 . Третя ступінь Н-катіонування служить для обміну на H^+ катіона Na^+ , який може попасти в фільтрат із фільтру з сильно газованим аніоном, внаслідок передчасного включення не до кінця відмитого фільтра в роботі після регенерації, а також внаслідок старіння аніоніта.

Третя ступінь аніонування виконується за допомогою слабо - або сильно газованого аніоніта, регенеруємого водним розчином аміаку, і призначена для

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		90

уловлювання продуктів розчинення сульфокатіонітів та залишків H_2SO_4 при недостатній відмивці Н-катіонітового фільтра третьої ступіні після регенерації.

2.7 Охорона навколишнього середовища від впливу виробництва.

Викидаються в атмосферу з димарів ТЕЦ токсичні речовини які впливають на весь комплекс живої природи, у тому числі на людину.

Для захисту населення от шкідливих викидів за правилами, що наказуються санітарними нормами, при проектуванні електростанцій передбачається відділення їх від житлових районів санітарно-захисними зонами, довжина яких визначається кількістю викидів (оксидів сірки й азоту) і трояндою вітрів так, щоб концентрація шкідливих речовин на рівні дихання не перевищувала припустимої (ПДК).

Додаткові труднощі в забезпеченні прийнятних концентрацій забруднюючих речовин в атмосферному повітрі виникають при будівництві ТЕЦ у районах з розвинутою промисловістю, де фонові концентрації однойменних забруднюючих речовин уже близькі до гранично припустимих значень. У цих випадках сприятливий вплив робить широкий розвиток теплофікації в Україні, завдяки чому замість великого числа дрібних котельних споруджують могутні теплоелектроцентралі, які розташовують, при використанні сірчистого і багатозольного палива на значній відстані від житлових кварталів і промислових підприємств.

Одним з основних засобів зменшення забруднення атмосфери шкідливими домішками, що викидаються через димарі ТЕЦ, є поліпшення розсіювання димових газів. Цьому сприяє зменшення числа димарів на ТЕЦ і збільшення їхньої висоти, а також швидкості газів на виході з устя труби, що перешкоджає відхиленню потоку димових газів донизу. При великій висоті труб димові гази, винесені у високі шари атмосфери, продовжують поширюватися в них, внаслідок чого різко знижується концентрація шкідливих домішок у приземному шарі повітря.

Метою даного розрахунку є визначення приземних концентрацій шкідливих речовин у районі будівництва і визначення висоти і кількості димарів.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>91</i>

2.7.1 Розрахунок концентрації оксидів сірки.

При спалюванні органічних палив виходить 99 % оксидів сірки у вигляді SO₂ і порядку 1 % у вигляді - SO₃. Розрахунок викидів оксидів сірки з котлоагрегатів робимо в перерахуванні тільки на SO₂, т/рік:

$$M_{SO_2} = 0,02BS^P(1-\eta'_{so})(1-\eta''_{so})[1-\eta''_{so}(\tau_{op}\backslash\tau_{ka})] \quad (2.4)$$

де В – витрату натурального палива, т/год, В = 39,3 т/год

S^P - вміст сірки в паливі , S^P = 1,4 % ,

η'_{so} - частка оксидів сірки, що зв'язуються золюю в котлоагрегаті,
 $\eta'_{so} = 0,02$,

η''_{so} - частка оксидів сірки, що уловлюються мокрим золоуловлювачем,

$\eta''_{so} = 0,98$,

τ_{op} - час роботи сіроочистки, $\tau_{op} = 0$ (тому що немає сіроочистки),

τ_{ka} - час роботи котлоагрегату.

$$M_{so} = 0,02 \cdot 39,3 \cdot 1,4 \cdot (1-0,02) \cdot (1-0,98) \cdot (1-0,98 \cdot 0) = 0,021 \text{ т/год,}$$

2.7.2 Розрахунок концентрації оксидів азоту

Спалювання органічних палив супроводжується утворенням оксидів азоту:



Найбільш стійким з них є NO₂, тому розрахунок викидів оксидів азоту проводимо в перерахуванні на NO₂.

Механізм утворення оксидів азоту залежить від складових азоту в паливі і повітрі. У зв'язку з цим оксиди азоту поділяються на паливні і повітряні.

Сумарна кількість викидів оксидів азоту в т/год чи рік г/с визначаємо по рівнянню:

$$M_{NO} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot V(Q_H)^P \cdot (1-q_4 \backslash 100) \cdot (1-\varepsilon_1 r) \cdot (1-\eta_{NO}(\tau_{no} \backslash \tau_{ka})) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \quad (2.5)$$

де К- враховує тип котла і його продуктивність

$$D_0 = \frac{12 \cdot D_k}{200 + D_k} \quad (2.6)$$

В- витрата натурального палива , т/год чи рік г/с , В = 39,3 т/год,

									арк
									92
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ				

$(Q_H)^P$ - нижча теплота згорання на робочу масу, $(Q_H)^P = 15261$ кДж/кг,
 q_4 - втрати тепла з механічним недопалом , $q_4 = 0\%$,
 ε_1 - коефіцієнт, що характеризує ефективність впливу рециркуляції димових газів, $\varepsilon_1=0,01875$ (приймаємо з межі 0,0025 - 0,035),
 r - ступінь рециркуляції димових газів у топку, $r = 0\%$,
 η_{NO} - ефективність установки для очищення димових от оксидів азоту,
 τ_{NO} - час роботи азотоочищення,
 $\tau_{ка}$ - час роботи котла

В даному проекті азотоочищення не використовується, і отже вираження $\eta_{NO}(\tau_{NO} \setminus \tau_{ка}) = 0$.

β_1 - коефіцієнт , що враховує якість палива,

$$\beta_1=0,178 +0,47N^F \quad (2.7)$$

N^F - вміст азоту в паливі на пальну масу , $N^F = 1,5\%$,

β_2 - коефіцієнт, що враховує конструкцію пальників, для вихрьових пальників

$$\beta_2 = 1,0,$$

β_3 - коефіцієнт, що враховує вид шлаковилучення, $\beta_3 = 1,0$,

ε_2 - коефіцієнт, що враховує зниження викидів NO_x при багатоступінчастому спалюванні, тому що спалювання одноступінчате, то $\varepsilon_2=1,0$

$$D_0 = \frac{12 \cdot 420}{200 + 420} = 7,54$$

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot 1,5 = 0,883$$

$$M_{NO_x} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 7,54 \cdot 39,3 \cdot 15261 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot (1 - 0,01875 \cdot 0) \cdot (1 - 0) \cdot 0,883 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 1,35 \text{ т/ГОД}$$

2.7.3 Вибір кількості і розрахунок висоти димарів

Боротьба за чистоту повітряного басейну і поліпшення санітарно-гігієнічних умов промислових міст і робочих селищ є дуже актуальною народногосподарською задачею. Димова труба працює у важких умовах. Як висотна споруда вона підлягає потужній взаємодії вітрового навантаження та власної ваги. Крім цього, вона являється замикаючим елементом газоповітряного технологічного тракту ТЕЦ і піддається впливу агресивних нагрітих димових газів, утримуючих вологу,

										арк
										93
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ					

залишкову золу і для більшості палива – оксиди сірки, з яких найбільш небезпечний SO₃.

Для надійної довготривалої праці сучасні конструкції димових труб складаються із оболонки, сприймаючої вітрові та вагові навантаження та передаючої їх на фундамент, і газовідвідного ствола, сприймаючого вплив агресивного середовища димових газів. Оболонка всіх крупних вітчизняних димових труб виконується однотипною: вона представляє собою монолітний залізобетонний кільцевий ствол конічної форми із зменшуючої знизу доверху товщиною стінки, яка опирається на фундамент з того ж матеріалу.

Газовідвідний ствол примикає до внутрішньої поверхні оболонки і має також конічну форму. Для агресивних (на сірковому паливі) його виконують із кислототривкої цегли. Футеровка виконується ділянками висотою 10 м, вона опирається на кільцеві виступи оболонки (консолі). Для підвищення надійності труби на агресивних газах виконується вентиляційний зазор товщиною 200-400 мм між оболонкою і футеровкою. В нього за допомогою вентилятора подається повітря, нагріте в парових калориферах до 60-80 °С.

Висота димаря визначається по рівнянню:

$$H = \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \left(\frac{M_{NO}}{ПДК_{NO}} + \frac{M_{SO}}{ПДК_{SO}} \right)} \cdot \sqrt[3]{\frac{z}{V_{Г} \cdot \Delta T}} \quad (2.8)$$

де А - коефіцієнт, що залежить від температурної стратифікації атмосфери даного району, що визначає умови вертикального і горизонтального розсіювання шкідливих речовин, А = 160;

F- безрозмірний коефіцієнт, що враховує швидкість осадження шкідливих речовин в атмосфері, F=2,0;

m, n - безрозмірні коефіцієнти, що враховують умови виходу із джерела димових газів,

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{f} + 0.34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (2.9)$$

де f - параметр, що визначаємо по формулі :

					НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		94

$$f = \frac{\omega_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T} \cdot 10^3 \quad (2.10)$$

ω_0 - швидкість димових газів на зрізі димаря,

$$\omega_0 = 2,6 \cdot 3 \sqrt{\frac{\Delta T \cdot D_0}{100 \cdot i + 8 \cdot \lambda}} \quad (2.11)$$

де i - звуження труби, $i = 0,01-0,015$, приймаємо $i = 0,012$;

λ - коефіцієнт тертя, $\lambda = 0,05$;

D_0 - внутрішній діаметр устя димаря,

H - геометрична висота димаря. Приймаємо в першому наближенні $H=180$ м,

Z - число димарів, $Z = 2$,

ΔT - різниця температур димових газів і навколишнього повітря

$$T = T_{\text{ух.г}} - T_{\text{окр.в.}} \quad (2.12)$$

$T_{\text{ух.м.}}$ - температура димових газів, що ідуть, $T_{\text{ух.м.}} = 130$ °С

$T_{\text{окр.в.}}$ - середня температура опівдні самого жаркого місяця, $T_{\text{окр.в.}} = 26$ °С

$$\Delta T = 130 - 26 = 104$$
 °С

$V_{\text{г}}$ – об'ємна витрата димових газів,

$$V_{\text{г}} = \frac{\pi \cdot D_0^2}{4} \cdot \omega_0 \quad (2.13)$$

Параметр n визначається в залежності від величини:

$$v_M = 0,65 \cdot 3 \sqrt{\frac{V_{\text{г}} \cdot \Delta T}{H}} \quad (2.14)$$

ПДК - гранично припустима концентрація шкідливих викидів:

$$\text{ПДК}_{\text{NO}} = 0,085 \text{ мг/м}^3,$$

$$\text{ПДК}_{\text{SO}} = 0,5 \text{ мг/м}^3.$$

Отже, у першому наближенні при $H = 180$ м:

- обчислюємо швидкість димових газів на зрізі димаря:

$$\omega_0 = 2,6 \cdot 3 \sqrt{\frac{104 \cdot 8,4}{100 \cdot 0,012 + 8 \cdot 0,05}} = 20,84 \text{ м/с}$$

- обчислюємо параметр f :

$$f = \frac{20,84^2 \cdot 8,4}{180^2 \cdot 104} \cdot 10^3 = 1,11$$

- обчислюємо об'ємну витрату димових газів:

$$V_{\Gamma} = \frac{\pi \cdot 8,4^2}{4} \cdot 20,84 = 1,178 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{с}$$

- обчислюємо параметр v_M

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,178 \cdot 10^3 \cdot 10^4}{180}} = 5,59 > 2 \Rightarrow n=1,0$$

- обчислюємо безрозмірний коефіцієнт m :

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,12} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,11}} = 0,885$$

- обчислюємо висоту димаря в першому наближенні:

$$H = \sqrt{160 \cdot 2 \cdot 0,885 \cdot 1 \cdot \left(\frac{833,74}{0,085} + \frac{170,82}{0,5} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{2}{1,178 \cdot 10^3 \cdot 10^4}}} = 221 \text{ м}$$

У першому наближенні одержали висоту димаря $H = 144$ м. Далі приймаємо $H=221$ м і аналогічно повторюємо розрахунок.

Остаточно одержуємо $H = 144$ м

Отриману висоту димаря $H = 144$ м округляємо до стандартної величини $H=150$ м.

У результаті проведеного розрахунку димаря визначена її довжина:

$$H = 150 \text{ м.}$$

2.8 Генеральний план ТЕЦ

Генеральний план електростанції представляє собою план розміщення на основному виробничому майданчику електростанції її основних та допоміжних споруд. Генплан включає в себе крім виробничого майданчику джерело та систему водопостачання, жиле селище, примикаючи залізнодорожні колії та автодороги, виводи ліній електропередач, електричних кабелів та теплопроводів, паливний склад.

В генплані електростанції рядом з основною територією передбачають місця для будівельно-монтажного полігону, на якому виконують збірку залізобетонних та сталевих конструкцій будівель. Розумно мати вільні місця для забудівель (розширення) головного корпусу у випадку збільшення потужності електростанції

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		96

більше проектної враховуючи постійний зріст електричного та теплового навантажень електростанції.

Між будівлями, споруд та установками в генплані передбачають необхідні пожежні розриви і проїзди.

Підведення залізно-дорожніх колій та автомобільних доріг необхідно до слідує споруд :

- приміщення машинного залу;
- приміщення котельні;
- відкрите розподільне устаткування;
- підвищувальні трансформатори;
- приймально-розвантажувальне устаткування мазутного господарства;
- склади масла та інші.

Окремі будівлі, споруди та установки розміщують по можливості у відповідності з основним технологічним процесом перетворення енергії на електростанції. Так, доцільно устаткування водопостачання розміщувати зі сторони машинного залу, димову трубу споруджувати між котельним цехом та піковою водогрійною котельною, підвищувальні трансформатори розташовують біля фасадної стіни машинного залу, димові труби споруджують біля приміщення котельні.

На ТЕЦ, що проектується розміщується закрите розподільне устаткування перед фасадом машинного залу.

Генплан ТЕЦ має наступні відмінні особливості:

- наявність закритого розподільного устаткування генераторної напруги;
- виведення електроенергії не тільки повітряними лініями електропередач високої напруги із ВРУ, але і підземними електричними кабелями генераторної напруги;
- виведення теплопроводів до споживачів.

Прямоточну систему водопостачання розміщено зі сторони постійного торця головного корпусу. Циркуляційні насоси охолоджувальної води установленні в машинному залі індивідуально, по два насоси у кожного турбоагрегату.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		97

Важливим фактором правильного розміщення споруд електростанції на генплані є домінуючий напрямок і сила вітру, який характеризується “розою вітрів”. Під “розою вітрів” в метеорології розуміють графічне зображення відносного розподілу повтореності чи значення середніх (чи максимальних) швидкостей вітру за багатолітній період спостережень по всім напрямкам.

Основні показники забудівлі виробничого майданчику ТЕЦ тепловою потужністю 1150 МВт:

- площа ділянки в огорожі, га
- площа під будівлями та споруд, га
- площа під будівлями, га
- коефіцієнт використання території, %
- коефіцієнт забудівель, %
- площа відкритого розподільного устаткування (ВРУ), га
- довжина огороження майданчика ТЕЦ, км

Сукупність будівель та споруд електростанції на її території представляє собою складний виробничий та архітектурний комплекс, до якого пред’являють вимоги не тільки технологічної цілеспрямованості та економічності, але й санітарно-технічні, а також естетичні.

Основний підхід до головного корпусу електростанції виконують зі сторони його постійної торцевої стіни. З цієї сторони виконують прохід і в’їзд на територію електростанції. Зі сторони постійного торця головного корпусу розміщують також об’єднаний допоміжний та службовий корпуси, з’єднані з головним корпусом закритою перехідною галереєю на рівні основного обслуговування агрегатів електростанції та теплових щитів управління. Зовнішня стіна машинного залу є фасадною стіною головної будівлі.

Територію електростанції озеленяють.

Основні характеристики генерального плану:

Коефіцієнт забудови $F_{зab}$:

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
						98
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

$$F_{\text{заб}} = (F_{\text{буд}} / F_{\text{огор}}) * 100 \% , \quad (2.15)$$

де: $F_{\text{буд}}$ – площа, займана будинками, м^2

$F_{\text{огор}}$ – площа в огорожі, м^2

$$F_{\text{заб}} = (39000 / 155270) * 100\% = 25 \% ,$$

$F_{\text{заб}} = 25 \%$

Коефіцієнт використання території $F_{\text{в.т.}}$:

$$K_{\text{в.т.}} = (F_{\text{будів}} / F_{\text{огор}}) * 100 \% , \quad (2.16)$$

де: $F_{\text{будів}}$ – площа, займана всіма спорудженнями, м^2

$F_{\text{огор}}$ – площа в огорожі, м^2

$$K_{\text{в.т.}} = (116350 / 155270) * 100 \% = 75 \%$$

$K_{\text{в.т.}} = 75 \%$

Питома площа в огорожі $f_{\text{пит}}$:

$$f_{\text{пит}} = F_{\text{огор}} / N_{\text{Е}} , \quad \text{га} / 100 \text{ МВт} \quad (2.17)$$

де: $F_{\text{огор}}$ – площа в огорожі, га

$N_{\text{Е}}$ – електрична потужність станції, у сотнях МВт

$$f_{\text{огр}} = 18,7 / 5,5 = 3,4 \text{ га} / 100 \text{ МВт}$$

$f_{\text{пит}} = 3,4 \text{ га} / 100 \text{ МВт}$

3. ОХОРОНА ПРАЦІ

Специфікою роботи енергопідприємства є підвищена потенціальна виробнича небезпека від діючого теплогенеруючого устаткування, шкідливі умови праці, і як слід, виробничий травматизм, професійні захворювання, погіршення здоров'я працівників. Це обумовлює необхідність виконання робіт по забезпеченню безпеки праці ще на стадії проектування електростанції.

На ТЕЦ встановлено наступне устаткування:

- котли енергетичні 8×Е-420-13,8-560;
- турбіни парові 2×Т/175/210-130 та 2×Р/100-130/15
- генератори 7× ТГВ-200М;
- котли водогрійні 4 КВГМ-100-150;

Основне паливо ТЕЦ – АШ, резервне – мазут ТМ-100.

Основні параметри процесу: тиск гострої пари $P_0=13,8$ МПа, температура гострої і вторинної пари $t_0=t_{\text{пн}}=560$ С.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>100</i>

При експлуатації вказаного устаткування мають місце потенційно шкідливі і небезпечні чинники, які в певних виробничих умовах можуть мати негативну дію на організм обслуговуючого персоналу, що потребує розроблення відповідних заходів щодо виключення або зменшення їх шкідливої дії на організм людини.

В даному розділі запропоновані технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації технологічного устаткування теплофікаційних енергоблоків, а також технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії і визначенні основні заходи з пожежної безпеки та профілактики.

3.1 Технічні рішення та організаційні заходи щодо безпечної експлуатації ГРП та системи газопостачання котла

Виробничий контроль за забезпеченням безпечної експлуатації об'єктів газового господарства проводиться відповідно до Правил організації і здійснення виробничого контролю за дотриманням вимог промислової безпеки на виробничому об'єкті.

Технічні рішення по безпечній експлуатації ГРП:

- обладнання виконане у вибухобезпечному виконанні: рівень вибухозахисту „0” – особливовибухонебезпечне та вид вибухозахисту „d” – вибухонепроникна оболонка (електроприводи виконавчих механізмів, сигналізатори загазованості СТМ-30-01, датчики температури ТСМУ, датчики тиску Метран, з'єднювальні коробки КСВ);

- встановлена система автоматичного контролю і захисту, що спрацьовує при відхиленні від заданих параметрів;

- на газопроводах застосована стальна арматура І класу герметичності;

- застосовано автоматизоване обладнання, що не вимагає постійної присутності обслуговуючого персоналу;

- приміщення ГРП обладнано сигналізаторами загазованості СТМ-30-01;

- передбачено захист підземних комунікацій від статичної електрики (в якості захисного пристрою використовується перетворювач типу В-ОПЕ-М-42-24 для вимірювання струму і напруги системи катодного захисту та потенціалу);

- теплова і звукопоглинаюча ізоляція трубопроводів;

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		101

Технічні рішення по безпечній експлуатації системи газопостачання котла:

- герметизація всіх трубопроводів і обладнання технологічного процесу;
- блокування обладнання і сигналізація при відхиленні від нормальних умов експлуатації;
- автоматизація технологічних процесів;
- на газопроводах встановлено: запірні органи з дистанційним електричним і ручним керуванням (перший біля магістралі, другий біля форсунки); фланці для встановлення заглушки з розжимним пристроєм та струмопровідною перемичкою;
- для продувки газопроводів передбачені продувочні свічки та штуцера з запірними органами і заглушками для підведення продувочного агента (стиснутого повітря або інертного газу), які забезпечують п'ятикратний обмін не більше ніж за 20 хвилин;
- продувочні свічки виводяться вище даху на 1 м.;
- живлення запірних клапанів передбачено від двох незалежних джерел змінного струму;
- заземлення газопроводів;
- на фланцевих з'єднаннях встановлені струмопровідні перемички.

3.1.1 Електробезпека

Електробезпека на виробництві забезпечується відповідною конструкцією електроустановок, застосуванням технічних способів та засобів захисту; організаційними та технічними заходами.

На мазутогосподарстві знаходиться наступне устаткування:

- електроспоживачі на напругу 380/220В, які живляться від мережі з глухо-заземленою нейтраллю;
- електродвигуни на напругу 6,3 кВ (основні мазутні помпи 8НД-10х5), які живляться від мережі з ізольованою нейтраллю.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>102</i>

По небезпеці електротравм котельне відділення відноситься до категорії приміщень з особливою небезпекою, так як присутні фактори підвищеної небезпеки:

- струмопровідна підлога;
- підвищена температура повітря;
- можливість одночасного контакту обслуговуючого персоналу з корпусам споживачів електроенергії з одного боку та з металоконструкціями, що мають контакт із землею.

Прийняті електротехнічне обладнання, апаратура, кабелі і проводи, розподільчі пристрої всіх видів і напруг за своїми номінальними параметрами задовольняють умовам роботи, як при нормальних режимах, так і при коротких замиканнях, перенапругах і перенавантаженнях.

Проектом передбачені 3 групи технічних рішень по запобіганню електротравматизму:

1. Технічні рішення з попередження електротравм від контакту з нормально струмовідними елементами електрообладнання. У відповідності з нормативними документами передбачається:

- Дистанційне керування двигунами технологічних механізмів здійснюється з БЩУ. У двигунів з дистанційним керуванням з БЩУ безпосередньо поряд з двигунами передбачені вимикачі для їх аварійного відключення.
- Неприступність струмоведучих частин (схована електропроводка, прокладка кабелів в спеціальних жолобах).
- Закрите виконання розподільних щитів в металевих шафах, клемні колодки захищені спеціальними щитками.
- Всі електродвигуни з короткозамкненими роторами.
- Пускова апаратура електродвигунів, встановлюється поза приміщенням мазутопомпівні.
- Використовується мала (знижена) напруга (аварійне освітлення 24 В, система місцевого освітлення 42 В, переносне освітлення 12В).
- Світильники розташовуються на висоті не менш 2,5 м над робочими місцями.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>103</i>

- Для забезпечення безпечної роботи і збереження обладнання передбачені блокування допоміжного обладнання (блокування не дозволяє розкрити комутаційну апаратуру без відключення джерела живлення).
- Штепсельні розетки (і відповідні вилки) 12, 42 В не підходять до розеток (вилки) 220 В.
- Ізолювання струмоведучих частин з використанням поліхлорвінілової й іншої ізоляції, опір якої не нижче 1 кОм/В.
- Постійний контроль і профілактика ізоляції.
- Забезпечення орієнтації за рахунок застосування знаків та міток. Усі струмоведучі частини огорожені і вивішені плакати (“Стій! Напруга!”, “Не включати-працюють люди”).

2. Технічні рішення з попередження електротравм при аварійних режимах роботи електроустановок. Такими рішеннями являються:

- Використання захисного заземлення в мережах з ізолюваною нейтраллю знижує до безпечних значень напруги дотику і кроку, що обумовлені замиканням на корпус (електродвигуни основних мазутних pomp 8НД-10х5). Це досягається зменшенням потенціалу заземленого обладнання, а також вирівнюванням потенціалів, тобто підвищенням потенціалу основи до потенціалу заземленого обладнання. В якості заземлених пристроїв, передбачені металічні колони.
- Занулення в трифазних чотирипровідних мережах, напругою до 1000 В з глухозаземленою нейтраллю, яке перетворює пробій фази на корпус в однофазне коротке замикання з метою отримання великого струму, який забезпечує спрацьовування максимального струмового захисту і автоматично відключає пошкоджену електроустановку від живильної мережі (електродвигуни пускових pomp 5Н-5х4, електродвигуни pomp першого підйому 10НД-6х1). В якості зануляючих провідників використовуються нульові робочі провідники, металічні електропровідники.

3. Електрозахистні засоби. Використовуються на станції у відповідності з вимогами документів [28]. При обслуговуванні оперативним персоналом

електроустановок, що знаходяться під напругою (при неможливості їх знеструмити) використовуються засоби захисту від дії електричного струму:

- засоби колективного захисту – екрани, переносні заземлення, огорожі;
- засоби індивідуального захисту – діелектричні перчатки, боти, коврики, підставки, монтерський інструмент з ізольованими ручками, оперативні та струмовимірювальні кліщі, штанги.

3.2 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії

3.2.1 Мікроклімат робочої зони

Згідно ДСН 3.3.6.042-99.”Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень” параметрами мікроклімату, що нормуються, являються:

- температура (t , °C); відносна вологість повітря (W , %); швидкість повітря в приміщенні (V , м/с); інтенсивність теплових випромінювань (Wt/m^2).

Оптимальні (допустимі) параметри мікроклімату для категорії робіт Пб (роботи середньої важкості, з енерговитратами 201-250 ккал/год, пов'язані з ходьбою, переміщенням та перенесенням вантажів вагою до 10 кг і супроводжуються помірним фізичним напруженням) і періодів року відповідно ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Параметри мікроклімату

Період року	Температура, °C		Відносна вологість, %		Швидкість руху, м/с	
	оптимальна	допустима	оптимальна	Допустима на робочих місцях постійних і	оптимальна, не	Допустима на робочих місцях
		верхня границя				
		на робочих місцях				

		пос- тійних	непос- тійних	пос- тійних	непос- тійних		непостійних, не більше		постій- них і непос- тійних, не більше
Розмі- рність	°С	°С	°С	°С	°С	%	%	м/с	м/с
Холо- дний	17- 19	21	23	15	13	40- 60	75	0,2	0,4
Тепл- ий	20- 22	27	29	16	15	40- 60	70 (при 25°С)	0,3	0,2...0,5

Для забезпечення необхідних нормативних параметрів мікроклімата проектом передбачено:

- в приміщеннях щита керування і в побутових приміщеннях встановлена система водяного опалення;
- на потреби гарячого водопостачання встановлено швидкісний водоводяний підігрівач;
- системи опалення монтуються із водогазопровідних труб $D < 50$ мм за ГОСТ 3262-75 і сталевих електрозварювальних труб $D > 50$ мм за ГОСТ 10705-91;
- видалення повітря із систем опалення та теплозабезпечення здійснюється через повітровипускні крани та повітрозбірники, що встановлюються у вищих точках систем;
- трубопроводи системи теплопостачання та транзитні трубопроводи системи опалення ізолюються;
- кондеціювання і екранування виробничих приміщень;
- зменшення виділення тепла і вологи за рахунок удосконалення обладнання та технологічних процесів;
- у службових і побутових приміщеннях та в мазутопомповні ПТЦ встановлено приточні і витяжні вентиляційні установки, що забезпечують нормальні умови праці виробничого персоналу цеху.

Крім примусової вентиляції в приміщеннях мазутопомповні, РУВП, туалетах змонтовані пристрої природної вентиляції дефлектора.

3.2.2 Склад повітря робочої зони

									арк
									106
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата	НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ				

Оточуюче повітря (атмосфера) є найважливішим фактором забезпечення нашого життя. Згідно з рекомендаціями Спілки німецьких інженерів (VDI) чисте повітря має наступний склад.

Таблиця 3.2 – Склад повітря робочої зони

Компонент	N ₂	O ₂	Ar	CO ₂	Kr	Ne	Xe
Вміст,% (об.)	78,10	20,93	0,93	0,03...0,04	0,0001	0,0005	0,00001

Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³ [34].

В умовах, які розглядаються в проекті, можливими забруднювачами повітря можуть бути мазутні пари, які виділяються під час зливу мазута, його підігріву та транспортуванні.

Для забезпечення складу повітря робочої зони згідно [34] проектом передбачені наступні рішення:

- витяжні установки, що обслуговують машинний зал мазутопомповні повинні працювати постійно, щоб виключити можливість утворення вибухонебезпечної концентрації парів мазута в мазутопомповні;
- вентиляція приміщення - природна, здійснюється за рахунок різниці температур всередині і ззовні приміщення;
- у випадку аварії забезпечення співробітників засобами індивідуального захисту фільтруючими (протигази марки В, фільтруючі саморятівники СПП-2 - для захисту органів дихання людини від окису вуглецю, що утворюється при пожежах і вибухах газу) та ізолюючими (дихальний апарат АСМ, регенеруючий респіратор РКК-2 - для захисту працюючих при ліквідації аварій, саморятівники ШС-5 і ШС-7);
- періодичний контроль складу повітря;
- розвантаження мазуту виконується на відкритій спеціально обладнаній естакаді;
- підігрів мазуту здійснюється в мазутних підігрівниках, які винесено за межі мазутопомповні.

3.2.3 Виробниче освітлення

					<i>НТУУ ДІПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
						<i>107</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

Для створення нормальних умов роботи персоналу, підвищення продуктивності, зменшення травматизму проектом передбачені наступні системи і види освітлення [20, 30].

Відповідно до ДБН В.2.5-2в-2006 природне освітлення нормується коефіцієнтом природнього освітлення (к.п.о.), %:

$$\text{к.п.о.} = e = 100 * E_{\text{вн}} / E_{\text{зовн}}, \quad (3.1)$$

де: $E_{\text{вн}}$, $E_{\text{зовн}}$ - природна освітленість заміряна в контрольній точці всередині і зовні будівлі, лк.

Для котельного відділення, де здійснюється загальне спостереження за ходом виробничого процесу, відповідає розряд зорової роботи - III. Система природного освітлення комбінована, пояс світлового клімату - IV, нормативне значення коефіцієнта $e_n = 1.5\%$.

Для виробничих приміщень:

$$e_{\text{нр}} = e_n \cdot m. \quad (3.2)$$

де: $m = 0,85$ - коефіцієнт світлового клімату;

$$e_{\text{нр}} = 1,5 \cdot 0,85 = 1,275$$

Для забезпечення нормальних умов роботи на ТЕЦ передбачено:

- у котельному відділенні комбінована система природного освітлення, через ліхтарі в дахах і через віконні отвори в стінах;
- з метою зменшення теплоступу в приміщення від сонячної радіації, площа скла ліхтарів зорінтована на північ і південь;
- для бокового природнього освітлення проектом передбачена типова конструкція вікон відповідно до ГОСТ-1.436.2-15.
- виконання бокових стін БЦУ прозорими.

Штучне освітлення нормується величиною E (освітленість), лк [30]. Для котельного відділення розряд робіт III, а підрозряд - В. Система освітлення комбінована, тип джерела освітлення - лампи розжарювання і люмінесцентні лампи типу ДРЛ.

На ТЕЦ передбачається штучне освітлення робочих місць, величини освітленості по нормах [30] приведені в таблиці 3.3.

					<i>НТУУ ДІПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>108</i>

Таблиця 3.3 – Величини освітленості

Виробничі ділянки	Розмірність	Освітленість
Приміщення БЩУ	лк	200
Майданчики і драбини котлів, проходи за котлами	лк	100

Для забезпечення нормативного значення штучного освітлення на ТЕЦ передбачено:

- світильники загального і місцевого призначення, що додатково включаються, для забезпечення необхідної освітленості при ремонтно-налагоджувальних роботах;

- системи робочого, аварійного і евакуаційного освітлення;

- встановлення світильників з непрозорими відбивачами, які мають захисний кут менше 30°;

- застосування газорозрядних ламп типу ДРП і ламп розжарювання 220 В у випадку, якщо світильник розташовується вище ніж 2,5 м від підлоги, також лампи розжарювання використовуються в коридорах, на драбинах, майданчиках обслуговування.

3.2.4 Виробничий шум

Відповідно до [31, 32] нормуються рівні звукового тиску:

$$L=20\lg (P1/P0) , \text{ дБ}, \quad (3.3)$$

де: P1 - середньоквадратичне значення звукового тиску, Па, за даний період часу;

P0 - значення звукового тиску на нижньому порозі чутливості в октавній смузі з середньгеометричною частотою 1000 Гц;

L - нормується залежно від частоти, характеру робіт і шуму.

Також нормуються [31, 32] рівні звуку:

$$LA=20\lg (PA1/P0) , \text{ дБА}, \quad (3.4)$$

де: РА1 - середньоквадратичне значення звукового тиску;

LA - нормується залежно від характеру робіт і характеру шуму.

Відповідно до [14] для робочих місць рівень звукового тиску повинен відповідати ПС-75, а рівні звуку LA не повинні перевищувати 80 дБА.

Для тональних і непостійних шумів допустимі значення L і LA на 5 одиниць менші. Допустимі рівні звукового тиску і рівня звуку для постійного широкосмугового шуму приведені в таблиці 3.4

Таблиця 3.4 - Допустимі рівні звукового тиску і рівня звуку для постійного широкосмугового шуму.

Характер робіт	Рівень звукового тиску в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами (Гц)									Допустимий рівень звуку
	31, 5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Розмірність	дБ	дБ	дБ	дБ	дБ	дБ	дБ	дБ	дБ	дБА
Приміщення щитових, кабін управління, спостереження і т.д.	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65
Основні виробничі приміщення	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Джерелами шуму є: пальники, чисельні трубопроводи, тягодуттьові машини і регенеративні повітря підігрівачі, котел.

Для забезпечення необхідних значень L і LA проектом передбачено:

- встановлення тягодуттьових машин і регенеративних повітряпідігрівачів за межами головного корпусу;
- застосування шумопоглинаючих засобів і шумоізоляції [32];
- застосування індивідуальних засобів захисту (наушники, шоломи).

3.2.5 Виробничі вібрації

					НТУУ ДІПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
						110
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

Згідно [33] нормуються допустимі величини віброшвидкості (м/с) або віброприскорення (м/с²), або логарифмічний рівень віброшвидкості

$$L = 20 \cdot \lg V_1 / V_0, \text{ дБ} \quad (3.5)$$

(V_1 - середньоквадратичне значення віброшвидкості за повний період часу, м/с; $V_0 = 5 \cdot 10^{-8}$ м/с - початкове значення віброшвидкості), в залежності від частоти коливань, їх виду, напрямку, часу дії.

Джерелом вібрації можуть бути: парові турбіни, котли, компресори, помпи, трубопроводи.

Можливі параметри вібрації, виходячи з віброхарактеристик обладнання приведені в таблиці 3.5. Параметри вібрації не повинні перевищувати

- по віброшвидкості 0,0013 м/с;
- по віброприскоренню 0,4 м/с²;
- рівень віброшвидкості 94 дБ.

Таблиця 3.5 - Можливі параметри вібрації, виходячи з вібраційних характеристик обладнання

Обладнання	Середньо-геометричні частоти полос	По віброприскоренню				По віброшвидкості			
		м/с ²		дБ		м/с ² · 10 ⁻²		дБ	
		1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
Помпи	50	0,42	0,9	62	69	0,15	0,24	92	94
Трубопроводи	16-32	0,3	0,5	53	64	0,1	0,23	90	95
Компресори	52	0,44	0,95	64	71	0,20	0,26	94	96

Для зменшення вібрації передбачено:

- в фундаменті турбіни, компресора улаштовані деформаційні шви для зниження загальних вібрацій;
- використання вібробезпечного обладнання;
- балансування обертаючих вузлів (за допомогою балансувальних вантажів, заміна підшипників ковзання на підшипники качання, де це можливо);

- еластичні прокладки, вставки, компенсатори, що зменшують вібрацію на шляху розповсюдження;
- облицювання підлоги віброізолюючими матеріалами;
- встановлення pomp, компресорів на вібропоглинаючі основи;
- індивідуальні засоби захисту: віброгасяче взуття, перчатки з амортизаційними прокладками.

3.2.6 Виробничі випромінювання

В процесі експлуатації енергетичного обладнання, турбінного та котельного відділень, персонал піддається таким видам виробничих випромінювань:

- інфрачервоне випромінювання - при роботі тепломеханічного обладнання;
- ультрафіолетове випромінювання - під час зварювальних робіт.

Таблиця 3.6 – Класифікація умов праці в залежності від інтенсивності інфрачервоного та ультрафіолетового випромінювань

Умови праці	Характеристики робіт за ступінню опромінювання	
	Інфрачервоного	Ультрафіолетового
Нормальні	Опромінення до 0,5 кал/см ² мін в північному і середньому кліматичних поясах та до 1 кал/см ² мін в південному кліматичному поясі	Процеси, при яких працюючі піддаються неактивному у/ф опроміненню (довжина хвилі 0,38-0,32 мк)- невелике випромінювання
Несприятливі	Опромінення до 7 кал/см ² мін незалежно від кліматичного пояса	Процеси, при яких працюючі піддаються активному у/ф опроміненню (довжина хвилі < 0.32 мк) при наявності неповного захисту (щитки і т.д.)
Особливо несприятливі	Опромінення більше 7-8 кал/см ² мін незалежно від клімату	Процеси, при яких працюючі піддаються активному у/ф опроміненню (< 32 мк) при відсутності захисту

Для інфрачервоного опромінення нормується інтенсивність теплового випромінювання від поверхонь нагрітого тепломеханічного обладнання, освітлювальних приладів, інсоляція на постійних робочих місцях в залежності від опромінюваної поверхні тіла працюючого, категорії робіт, що виконуються, їх тривалості.

Інтенсивність теплового опромінення працюючих від нагрітих поверхонь нагріву технологічного обладнання, освітлювальних приладів, інсоляції на постійних та непостійних робочих місцях не повинна перевищувати: 35 Вт/м² при опроміненні 50 % поверхні тіла і більше; 70 Вт/м² - при опроміненні 25-50 % поверхні тіла і більше; 100 Вт/м² - при опроміненні не більше 25 % поверхні тіла.

Технічні рішення з попередження шкідливої дії випромінювання на працюючих на ТЕЦ:

- температура поверхонь трубопроводів та частин обладнання, що нагріваються не повинна перевищувати 55-45 °С, досягається це використанням теплоізоляції;
- автоматизація технологічних процесів, дистанційне керування обладнанням, що дає можливість вивести персонал із зон шкідливої дії випромінювань;
- при виконанні термінових ремонтних робіт в неохолоджених агрегатах використовують перчатки, спецодяг та ін.;
- робочі зони при необхідності екранують для захисту від дії випромінювання;
- знижує дію шкідливого впливу випромінювань добре організована вентиляція, кондиціонування повітря. Забір повітря здійснюється в зимовий період ззовні, а влітку в верхній частині котельного відділення;
- для підтримання нормального сольового балансу в організмі працівників встановлюються автомати газованої води з додаванням солі;
- використовуються засоби індивідуального захисту від ультрафіолетового випромінювання: щитки, маски, ширми. По можливості зварювальні роботи проводяться на спеціальних зварювальних ділянках зі зварювальними постами.

3.3 Пожежна безпека та профілактика

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>113</i>

- вжити заходів щодо евакуації людей та матеріальних цінностей;
- вжити заходів щодо гасіння пожежі з використанням наявних вогнегасників та інших засобів пожежогасіння.
- керівник та пожежна охорона установи, яким повідомлено про виникнення пожежі, повинні :
 - перевірити, чи викликано Державну пожежну охорону;
 - вимкнути у разі необхідності струмоприймачі та вентиляцію;
 - у разі загрози життю людей негайно організувати їх евакуацію та їх рятування, вивести за межі небезпечної зони всіх працівників, які не беруть участь у ліквідації пожежі;
 - перевірити здійснення оповіщення людей про пожежу;
 - забезпечити дотримання техніки безпеки працівниками, які беруть участь у гасінні пожежі;
 - організувати зустріч підрозділів Державної пожежної охорони, надати їм допомогу у локалізації та ліквідації пожежі.
 - після прибуття на пожежу підрозділів Державної пожежної охорони повинен бути забезпечений безперешкодний доступ їх до місця, де виникла пожежа.

Запобігти пожежі можливо або запобіганням утворення в горючому середовищі джерел запалювання, або запобігти утворенню горючої суміші. На ТЕЦ для цього передбачені наступні заходи:

1. На всіх газопроводах використовується стальна арматура першого класу герметичності;
2. На вході газопроводів в котлотурбінному цеху встановлена запірна арматура з електроприводом та вивішуються таблички "Закрити при пожежі";
3. Приміщення ГРП виконано з дотриманням усіх мір безпеки (при витокі газу всередині приміщення використовується витяжна вентиляція, встановлена система сигналізації про витік газу);

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>115</i>

4. В приміщенні котлотурбінного цеху передбачена система сигналізації про можливе накопичення газу з виведенням сигналу на БЩУ;
5. Трасування газопроводів та мазутопроводів виконується на площадці ТЕЦ згідно інструкціям генплану;
6. Всі газопроводи заземлюються;
7. Під маслоснаповненим обладнанням передбачені піддони;
8. Виконаний захист від блискавок ГК, ВРУ за допомогою одиничних блискавковідводів;
9. Масло при попаданні на поверхні з температурою 300-400 °С займається, тому поверхню ізоляції небезпечних ділянок обклеюють склотканиною за допомогою розчину рідкого скла та обшивають листовою сталлю або алюмінієм;
10. Для опалення будівель та споруд, складів нафтопродуктів використовується гаряча вода з температурою менше 150 °С.
11. Паропроводи до турбіни виконані з безшовних труб з мінімальною кількістю фланцевих з'єднань.
12. Розподільчі пристрої, електромережа, вимикачі вибрані з урахуванням допустимих напруг.

Система заходів протипожежного захисту направлена на обмеження розповсюдження пожежі, захист людей та матеріальних цінностей від впливу шкідливих та небезпечних факторів пожежі, створення умов для запобігання пожежі. Передбачаються такі технічні рішення:

1. Будівля головного корпусу відноситься до категорії приміщень Г виконана з неспалюваних матеріалів або важко спалюваних утеплювачів; степінь вогнестійкості регламентується в залежності від категорії пожежонебезпеки споруди. В даному випадку мінімальна степінь вогнестійкості будівель - II;
2. Для швидкої евакуації з високих відміток передбачені вантажопасажирські ліфти, зовнішні пожежні сходи (останні встановлені на відстані не ближче 20 м від енергоустановок);

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		116

3. Будівлі та споруди ТЕЦ, обладнуються мережами господарсько-протипожежного водопроводу і протипожежного водопроводу для автоматичних установок водяного пожежогасіння кабельних приміщень (сплінкерні та дренчерні) ДБНВ 2.5-56-2014;

4. Передбачається стаціонарна розводка пожежної піни та води з пожежними рукавами та кранами; ящики з піском (на відмітках 0,0; 9,0 м);

5. Кабельні підвали незалежно від площі оснащуються установками автоматичного (хімічного) пожежогасіння та мають протипожежні перегородки з вогнестійкістю 0,75 год., довжина відсіків не більше 150 м.;

6. Існують вуглекислотні двох - та однобалонні установки типу УП-2М для гасіння спалахнутого масла, енергообладнання до зняття з нього навантаження. Передбачена одна установка на три модулі;

7. Передбаченні первинні засоби пожежогасіння, ІСО3941-77 та ДСТУ 3675-98:

- пінні вогнегасники типу ОХП-10, ОВП-10;

- вуглекислотні ОУ-2, ОУ-8;

- порошкові ОП-5, ОП-2;

- пісок.

8. Пожежні крани в котлотурбінному цеху розміщені на основних відмітках обслуговування; для інших приміщень - в опалюваних сходових клітках;

9. Між блочними трансформаторами і трансформаторами власних потреб в пристанційному вузлі виконані роздільні перегородки з границею вогнестійкості 1,5 години;

10. Роздільні перегородки виступають на 1 м з кожної сторони за габарит трансформаторів.

11. При аварійних ситуаціях та при планових зупинках здійснюється витіснення водню та продувка генератора вуглекислим газом;

12. Ресивери для зберігання водню встановлені поза ПС на огороженій площадці;

					<i>НТУУ ДІПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
						<i>117</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

Обладнання приміщень автоматичними установками пожежогасіння здійснюється згідно ДБНВ 2.5-56-2014.

В стаціонарних установках пожежогасіння застосовується розпилена вода, як основний засіб тушіння вогню. Установкою автоматичного водяного пожежогасіння захищені кабельні приміщення, маслогосподарства турбоагрегатів.

На розподільчі мережі АПТ кабельних приміщень встановлюються дренчерні зрошувачі ДВ-10, для гасіння трансформатора і маслогосподарства застосовуються зрошувачі ОПДР-15.

Автоматичний пуск системи пожежогасіння здійснюється:

- для кабельних приміщень від датчиків пожежної сигналізації типу ДИП-12 з пультами ППС-3;
- для блочних трансформаторів і трансформаторів власних потреб від релейного захисту трансформаторів.

Управління всіма системами пожежогасіння здійснюється від панелей пожежогасіння, встановлених в приміщенні ЦЦУ і кнопками управління, засувками пожежогасіння на місцях.

Кабельні комунікації розділяються вогнестійкими перегородками. Виконаний захист від короткого замикання, також тепловий захист.

					<i>НТУУ ДІПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>118</i>

4. СИСТЕМИ ОЧИСТКИ ДИМОВИХ ГАЗІВ

Забруднення атмосферного повітря на сучасних промислових підприємствах становить серйозну загрозу для здоров'я людей та екосистеми в цілому. Для зменшення викидів шкідливих речовин необхідно вдосконалювати системи очищення, які працюють на цих об'єктах. Очищення викидів може бути реалізоване за допомогою різних методів, які можна поділити на три основні групи: механічні, фізико-хімічні та хімічні.

Розвиток та впровадження сучасних технологій очищення є ключовим завданням для промислових підприємств. Використання передових методів очищення може значно зменшити кількість шкідливих речовин, які потрапляють у атмосферу під час виробничих процесів.

Застосування комплексного підходу до очищення викидів може включати в себе використання різних технологій та методів, таких як фільтрація, каталітична обробка, або використання спеціалізованих реагентів. Кожен метод має свої переваги та обмеження, тому важливо вибрати той, який найбільш ефективний для конкретного виду забруднення.

Впровадження ефективних систем очищення викидів на промислових підприємствах є не лише стратегічно важливою мірою для збереження навколишнього середовища, але й сприяє забезпеченню безпеки та здоров'я працівників, а також покращенню іміджу компаній у суспільстві.

4.1 Методи очистки димових газів

4.1.1 Механічні методи очищення

Вибір методу очищення залежить від кількості відхідних газів та їхнього складу. Механічні методи застосовують для очищення вентиляційних та інших газових викидів від грубодисперсного пилу. В них пил відокремлюється під дією сили гравітації, інерції або відцентрової сили.

					НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		119

Вибираючи систему пиловловлювання, слід враховувати швидкість газового потоку, вміст пилу та його фізико-хімічні властивості, розмір часточок і наявність водяної пари. Існує два види пиловловлювання: сухе і мокре. З екологічного й економічного погляду досконалішими є сухі пиловловлювачі. Вони дають змогу повернути у виробництво вловлений пил, тоді як при мокрому утворюються водяні суспензії, переробка яких потребує більших матеріальних затрат. Недоліком сухого пилоочищення є те, що воно забезпечує високий ступінь очищення тільки у разі малої запиленості відхідних газів.

4.1.2 Фізико-хімічні методи очищення

До фізико-хімічних методів очищення газових викидів належать абсорбція і адсорбція. Абсорбція полягає у зв'язуванні забруднюючих речовин у рідкій фазі під час пропускання газового потоку через поглинач. В абсорберах газ і рідина перемішуються, забезпечуючи ефективний контакт і зв'язування забруднень. Цей метод широко використовується для очищення газів від токсичних речовин, таких як кислотні випари, оксиди азоту та сірки.

З іншого боку, адсорбція передбачає поглинання газових забруднень на поверхні твердого адсорбенту. Адсорбенти, які мають велику внутрішню поверхню, такі як активоване вугілля та силікагель, приваблюють та утримують забруднюючі речовини. Після насичення адсорбента забруднення можуть бути видалені або використані для інших цілей. Апарати для адсорбції, відомі як адсорбери, мають різні конструкції та форми для оптимального контакту газу з адсорбентом.

Ефективність очищення становить 90-95 % від різних забруднень, що дозволяє зменшити негативний вплив промислових викидів на навколишнє середовище. Водночас, важливими перевагами цих методів є можливість використання або переробки вилучених забруднень для подальшого використання та зменшення відходів виробництва. Однак, слід зазначити, що процеси видалення та обробки забруднень можуть вимагати певних ускладнень, особливо в разі утворення труднорозчинних сполук. Таким чином, розробка оптимальних методів очищення та управління викидами є важливою складовою сталого виробництва та охорони навколишнього середовища.

					<i>НТУУ ДІПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>120</i>

4.1.3 Хімічні методи очищення

Хімічні методи очищення газових викидів ґрунтуються на активному взаємодії шкідливих речовин з хімічними реагентами. Одним із поширених підходів є хемосорбція, коли очищуваний газ проходить через розчин спеціальних речовин, які взаємодіють із забруднюючими компонентами. Наприклад, для вилучення оксидів азоту можуть використовуватись спеціальні композиції з торфу, гідроксидом кальцію або аміаком. Під час хемосорбції утворюється добриво з високим вмістом зв'язаного азоту у вигляді нітратів кальцію і амонію.

Спалювання є іншим поширеним методом знищення горючих вуглеводнів, які не можуть бути використані у виробництві. З точки зору ефективності, це не найкращий процес, оскільки теплота, що вивільняється, не використовується і лише призводить до теплового забруднення навколишнього середовища. У випадках, коли концентрація горючих речовин недостатня для горіння, застосовується термічне окиснення, при якому очищуваний газ спалюється у полум'ї пальника.

Крім того, для знешкодження відхідних газів часто використовують каталітичні процеси окиснення, відновлення та розкладання. Ці процеси відбуваються на спеціальних каталізаторах, які сприяють швидкій та ефективній перетворенню шкідливих речовин у менш небезпечні або нешкідливі сполуки..

4.1.4 Технічні засоби очищення викидів в атмосферу

Відповідно до закону про охорону атмосферного повітря, всі підприємства, заклади та організації, що викидають забруднюючі речовини в атмосферу, повинні мати спеціальне обладнання для очищення викидів та контролю їх кількості і складу.

Це обладнання, яке використовується для очищення, складається з газоочисних апаратів, які відокремлюють тверді, рідкі та газоподібні речовини. Газоочисні апарати можуть працювати по різним методам, які поділяються на шість груп:

- 1) апарати сухої очистки;
- 2) апарати вологої очистки;
- 3) апарати, які очищують фільтруванням;
- 4) апарати хімічної очистки;

- 5) апарати термічної та каталітичної очистки;
- 6) апарати електричної та магнітної очистки.

4.2 Апарати сухої очистки

4.2.1 Пилоосаджувальні камери

У відокремлювальних камерах пилу відбувається осідання частинок за допомогою гравітаційних і, частково, інерційних сил. Стандартною конструкцією таких пристроїв є прямокутний контейнер, у нижній частині якого знаходиться резервуар для збору пилу.

З метою зменшення висоти осідання частинок і, відповідно, підвищення ефективності їх збирання внутрішній об'єм камери розділяють на секції з горизонтальними або похилими полицями. Для рівномірного розподілу газу по поперечному перерізу відокремлювальних камер можуть бути обладнані дифузорами та розподільними решітками.

У деяких випадках підвищення ефективності відокремлювальних камер досягається за рахунок додаткового інерційного осідання частинок при обтіканні потоком газів ланцюгових або дровових завісок і відхиляючих перегородок.

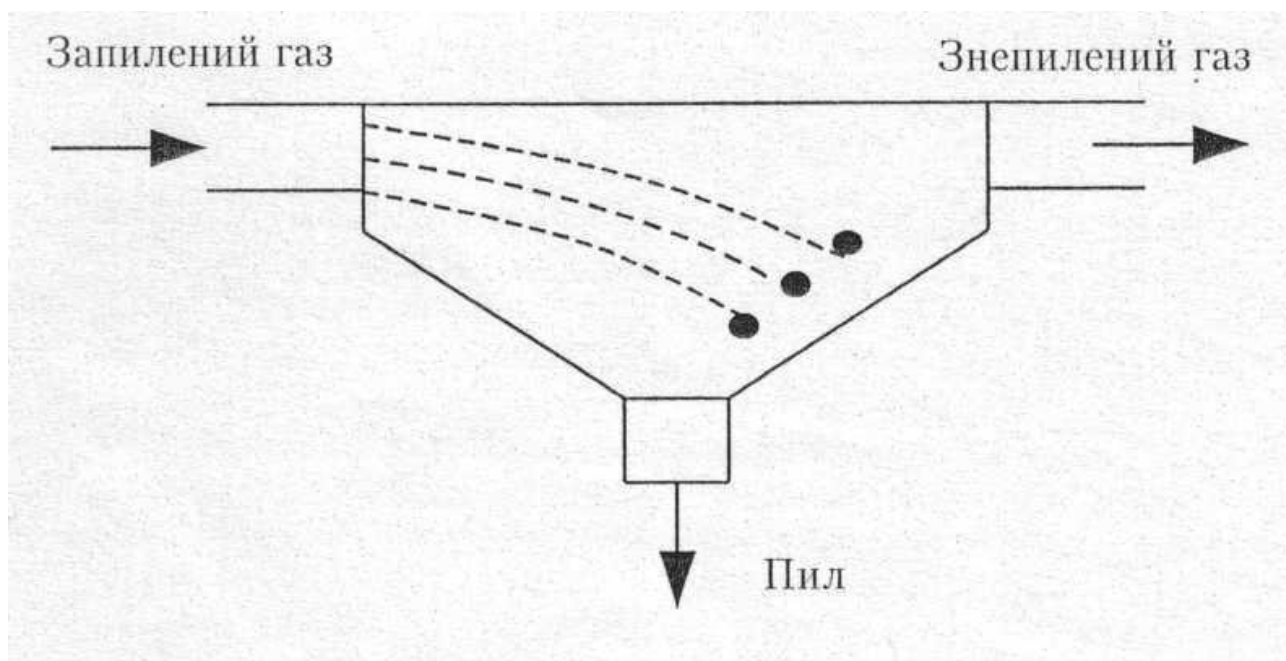


Рис. 4.1 Пилоосаджувальна камера

Перевагою пристроїв гравітаційного очищення є їх простота виготовлення та невеликий гідравлічний опір. Проте вони забезпечують збір лише великих частинок розміром не менше 50 мікрметрів з загальним ступенем очищення до 40...50%. Для досягнення необхідної ефективності очищення потрібно тривале утримання частинок у відокремлювальній камері, тому швидкість газу має бути порівняно низькою (0,2...1,5 м/с), а розміри камери — значними. Такі пристрої використовуються як перший етап газоочищення.

4.2.2 Інерційні пиловловлювачі

В інерційних пиловловлювачах головний процес видалення пилу відбувається за рахунок виникнення інерційних сил, що походять від зміни напрямку руху газового потоку, коли він обтікає різні конструкції, такі як вертикальний відбивач (Рис.4.2,а) або плавний поворот потоку (Рис. 4.2,б). У таких пристроях вплив інерційних сил на видалення частинок є значно вищим, ніж у пилоосаджувальних камерах з завісами та перегородками.

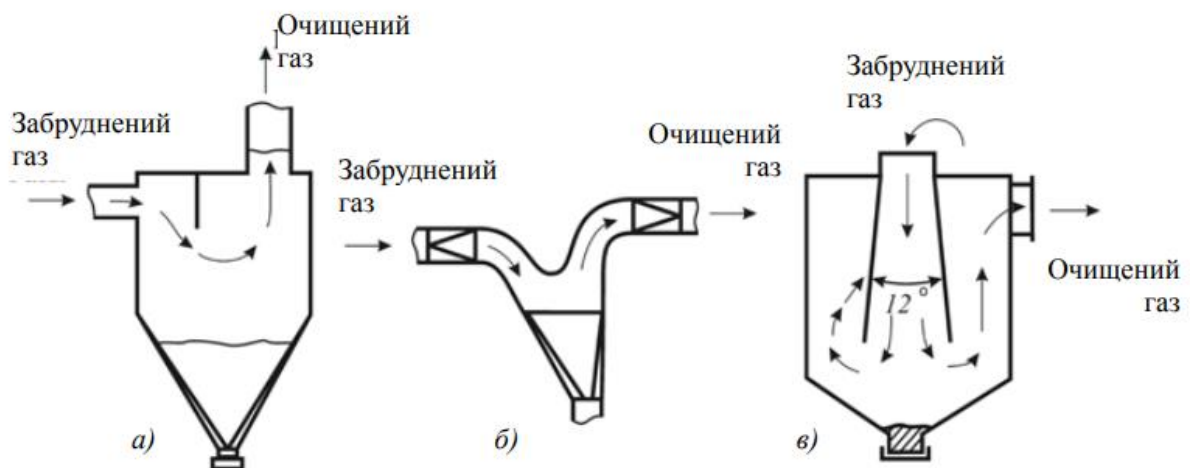


Рис. 4.2 Конструкція пилоосаджувальних камер

Іншими представниками цього типу пиловловлювачів є "пилові мішки" (Рис 4.2,в), які використовуються в металургії. У таких пристроях вхідна вертикальна труба додає частинкам додатковий момент до гравітаційної сили, що приблизно дорівнює $g/3$. Також розроблені пристрої з боковим введенням запиленого газу.

У жалюзійних пиловловлювачах (Рис. 4.3) механізм осадження частинок базується на зміні напрямку руху запиленого газового потоку, що обтікає вбудовані або окремо розташовані жалюзійні ґрати. Потік розбивається на тонкі струмінки, які змінюють напрямок.

закручувального пристрою. Для видалення частинок пилю, які під дією відцентрової сили переміщуються до внутрішньої поверхні корпусу, передбачено патрубок. Додаткове очищення газів від пилю з метою підвищення ефективності апарата здійснюється у жалюзійних ґратах. Очищене повітря прямує у газохід через вихідний конус. Також існують вертикальні апарати з тангенціальним підведенням забрудненого повітря. Прямоструминні циклони, хоча їхня ефективність є невеликою, використовуються як перший ступінь очищення.

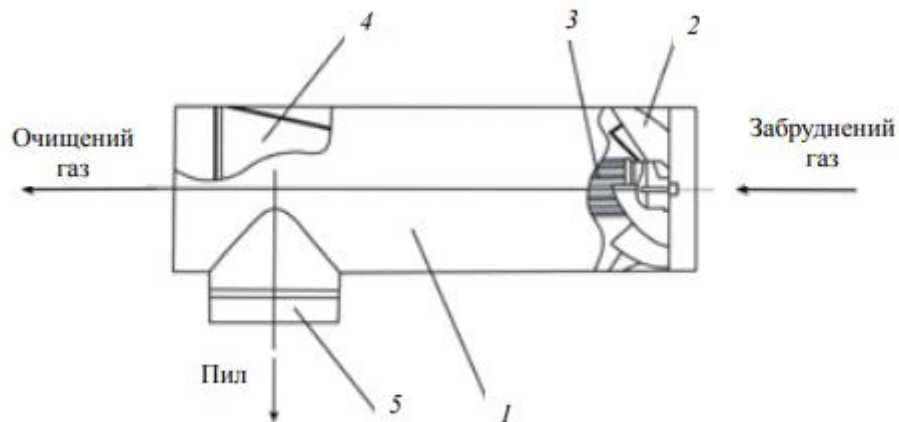


Рис. 4.5 Прямоструминний циклон ЦП. 1 – внутрішня поверхня корпусу; 2 – закручувальний пристрій; 3 – жалюзійні ґрати; 4 – вихідний конус; 5 – патрубок

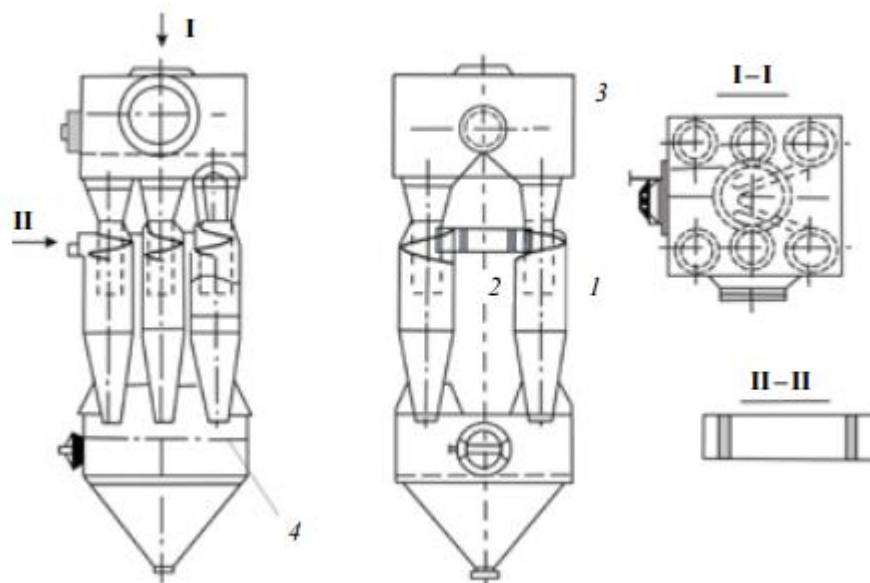


Рис. 4.6 Схема групового циклона прямокутного компонування. 1 – циклони; 2,3 – спільні колектори підведення та відведення газу; 4 – бункер

Для великих витрат газу застосовують групові циклони, які включають кілька циклонів зі спільними колекторами підведення та відведення газу, а також бункером

у спіральний потік вторинного газу та опускаються в нижню частину апарата, а потім у бункер. Очищене повітря видаляється через вихідний патрубок. Щоб запобігти поверненню пилу до газового потоку, на вході у бункер встановлюють підпірну шайбу.

Вихрові пиловловлювачі відзначаються вищою ефективністю у видаленні частинок пилу дрібніше 3...5 мкм порівняно з циклонами. Вони майже не піддаються абразивному зношенню внутрішніх поверхонь. Ці пристрої мають кращу можливість регулювання та дозволяють очищати гази при вищих температурах, особливо якщо в якості вторинного повітря використовується атмосферне. Однак для їх роботи потрібно більше енергії, і вони вимагають складнішого обслуговування.

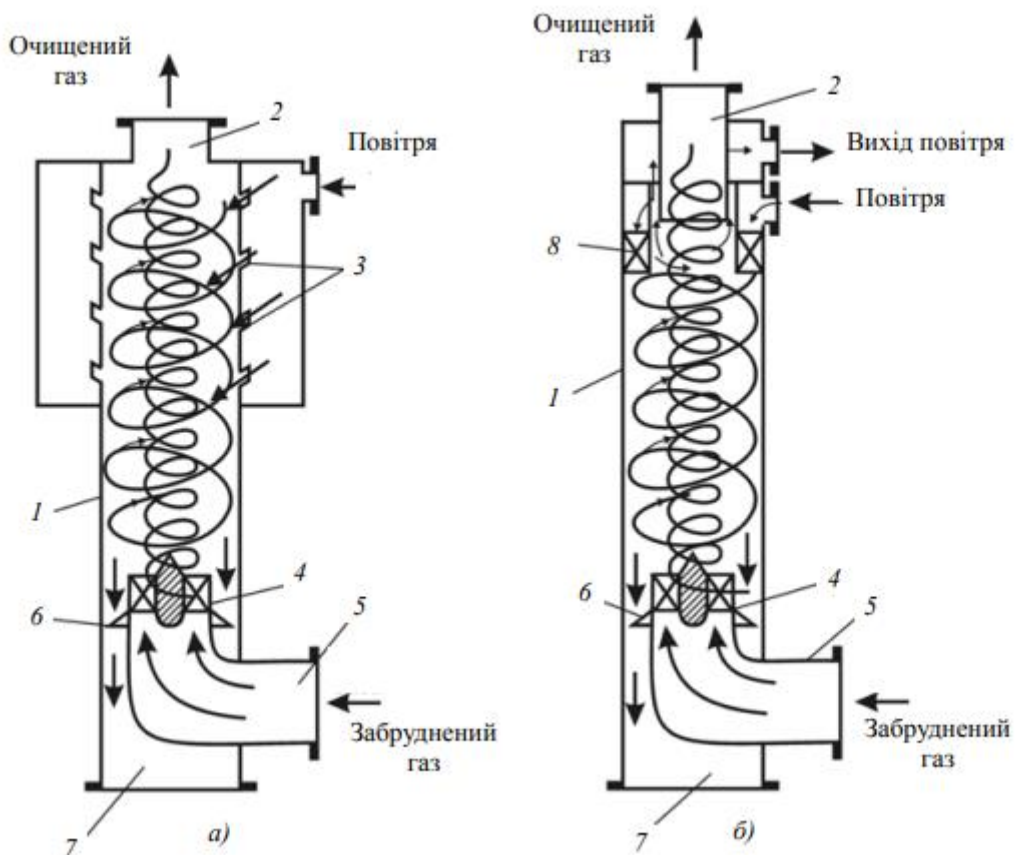


Рис. 4.8 Вихрові пиловловлювачі: а – соплового типу; б – лопаткового типу. 1 – циліндрична труба ; 2 вихідний патрубок; 3 – сопла ; 4 – лопатковий завихрювач; 5 – вхідний патрубок; 6 – підпірна шайба; 7 – бункер

4.2.5 Ротаційні пиловловлювачі

Ротаційні пилоуловлювачі відрізняються від інших тим, що крім відцентрових сил, в них діють також сили Коріоліса, що виникають при обертанні робочого колеса вентилятора (Рис. 4.9, а) або порожнинного ротора (Рис. 4.9, б). У першій групі апаратів, напрямок руху частинок, які видаляються, збігається з напрямком руху газу. Запилений газ потрапляє у центральну частину обертового робочого колеса, розташованого у спіралеподібному кожусі. При обертанні колеса частинки під впливом зазначених сил відкидаються до стінок кожуха і видаляються через спеціальний патрубок, а очищений газ виходить через патрубок чистого повітря. У другій групі апаратів напрямок руху частинок, які видаляються, і напрямок руху газу протилежні. У процесі обертання ротора з перфорованою боковою поверхнею частинки пилу відкидаються від неї у радіальному напрямку і видаляються з апарата. Очищений газ всмоктується всередину ротора і робочим колесом вентилятора спрямовується у вихідний патрубок.

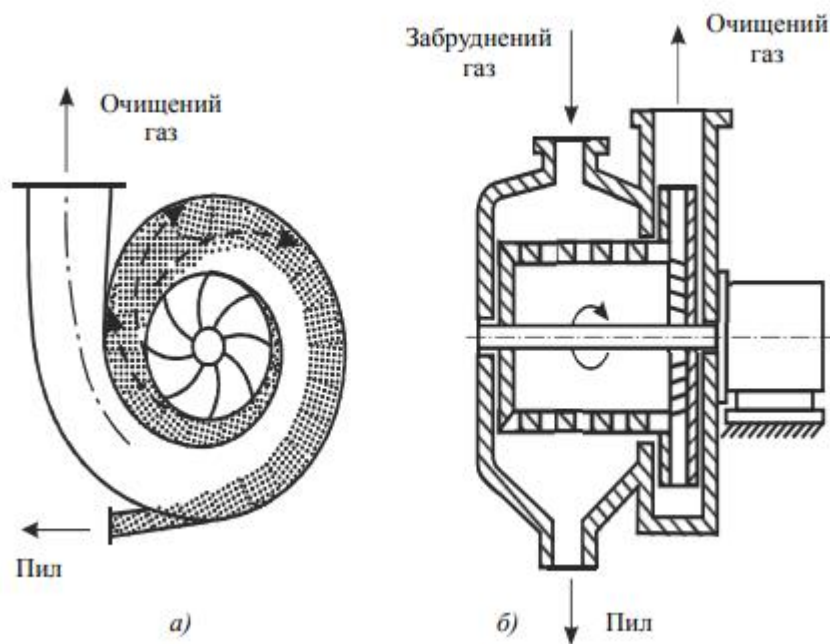


Рис. 4.9 Ротаційні пиловловлювачі: а – вентиляторний; б – протиструмний

4.3 Апарати вологої очистки

4.3.1 Форсункові скрубери

Форсункові скрубери застосовуються для збирання великих частин пилу, розміром більше 10–15 мікрметрів, з газу, а також для зниження температури і

					НТУУ ДІПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		129

зволоження газу. Очищення газу відбувається за рахунок того, що частки пилу осідають на рівномірному потоці дрібнодисперсних крапель, які рухаються вниз під впливом сили тяжіння.

Скрубери можуть бути протivotочними, прямоточними або з перерізним підводом рідини в залежності від напрямку руху газу і рідини. Після проходження через скрубер газ зазвичай охолоджується до 40–50 градусів Цельсія і зволожується до насиченості. Швидкість руху газу в скрубєрі зазвичай становить від 0,7 до 1,5 метрів на секунду. При збільшенні швидкості може виникнути крапельний винос вологи, що може сприяти утворенню відкладень пилу на внутрішніх поверхнях вихідного патрубку. Споживання води становить від 1 до 6 літрів на кубометр газу. Гідравлічний опір скрубєра може досягати до 250 Па. Максимальний ступінь очищення досягається при діаметрі часток пилу від 0,6 до 1 міліметра.

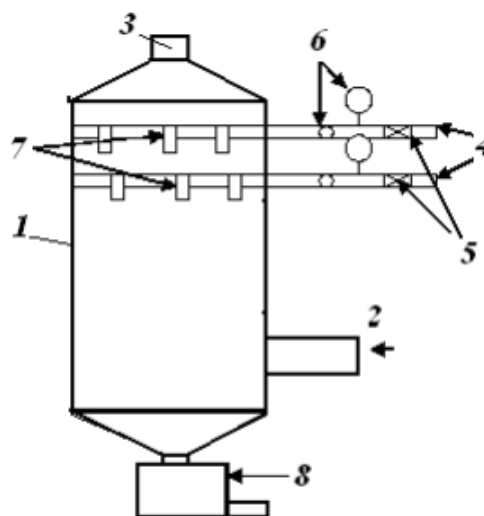


Рис. 4.10 – Схема форсункового скрубєра: 1 – циліндричний корпус; 2 – вхідний патрубок; 3 – вихідний патрубок; 4 – підведення води на зрошення; 5 – регулюючі засувки; 6 – КВП параметрів води; 7 – форсунки верхнього та нижнього ярусів зрошення; 8 – гідрозатвор

4.3.2 Скрубери Вентурі

Скрубери Вентурі використовуються для ефективного очищення газів від дрібнодисперсного пилу, а також для їх охолодження і зволоження. При використанні хімічних реагентів як зрошуючої рідини, скрубєр Вентурі може також використовуватись для видалення газоподібних домішок.

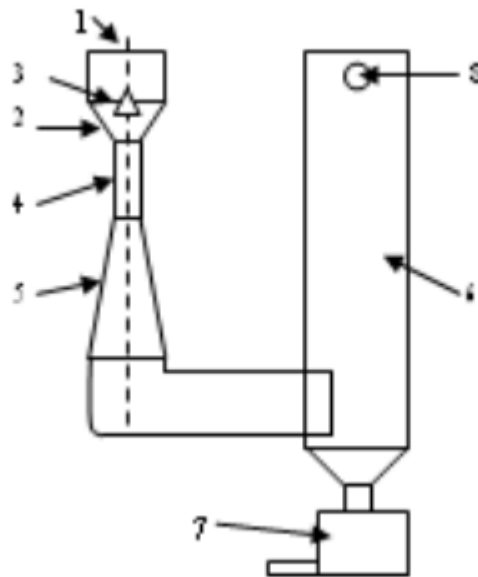


Рис. 4.11 – Схема скрубера Вентурі: 1 – вхідний патрубок; 2 – конфузор; 3 – зрошувачий пристрій; 4 – горловина; 5 – дифузор; 6 – корпус краплевлловлювача; 7– гідрозатвор; 8– вихідний патрубок

Структурно скрубери Вентурі складаються з труби Вентурі та краплевлловлювача. Робота скрубера Вентурі базується на подрібненні води за допомогою турбулентного газового потоку, захопленні краплинами води часток пилу, їх подальшій коагуляції і осадженні в краплевлловлювачі інерційного типу.

У конфузорі швидкість газу збільшується, рідина вприсковується та подрібнюється. У горловині, завдяки різниці швидкостей крапель і часток пилу, відбувається їх осадження на краплинах рідини. У дифузорі, через зниження швидкості, відновлюється частина тиску, який був витрачений на створення високої швидкості газу у горловині. У краплевлловлювачі під впливом відцентрових сил краплі рідини розділяються, осаджуються на стінці і виводяться як шлам через гідрозатвор.

Завдяки аеродинамічному опору, краплі одночасно з подрібненням отримують значне прискорення і в кінці горловини мають швидкість, що дуже близька до швидкості газового потоку. У дифузорі швидкості крапель і газу знижуються, і через сили інерції швидкість крапель зменшується швидше, ніж швидкість газу.

Процес очищення найбільш інтенсивно протікає в кінці конфузору і на початку горловини, де різниця швидкостей є найбільш значною.

4.3.3 Динамічні газопромивачі (дезинтегратори)

У динамічних газопромивачах для змішування газового потоку з рідиною та його обертання використовується крильчата.

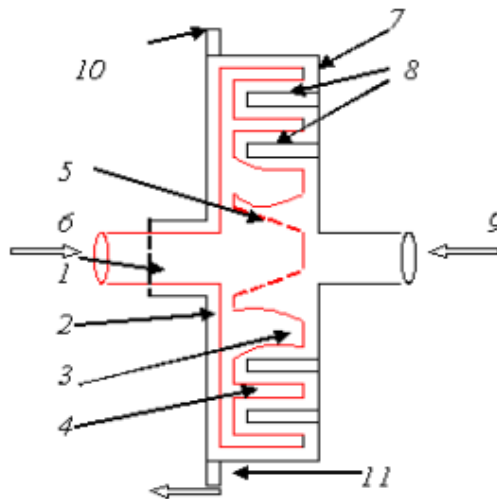


Рис. 4.12 – Схема дезинтегратора: 1 – вал, що обертається; 2 – круглий диск; 3 – лопатки ротора; 4 – стрижні; 5 – конус з отворами для розбризкування води; 6 – патрубок підводу води; 7 – равликоподібний корпус; 8 – нерухомі стрижні; 9 – патрубок входу газу; 10 – відведення газу; 11 – відведення шламу

Дезинтегратор, в основному, представляє собою мокрий пиловловлювач-вентилятор, що складається зі статора і ротора, кожен з яких має лопатки. Рідина вприскується всередину корпусу через сопла. Газовий потік, що просувається через міжлопатковий простір зі швидкістю до 90 м/с, сприяє подрібненню рідини на дрібні краплі і забезпечує ефективний контакт вловлюючих часток з рідиною.

Після проходження через дезинтегратор газу містять краплі і туман, тому їх слід очистити, пропустивши через каплевловлювач.

4.4 Апарати, які очищують фільтруванням

4.4.1 Рукавний фільтр

Рукавний фільтр складається з металевого корпусу, який має вхідний та вихідний патрубки для газів, а також струшуючий механізм, рукавів, горизонтальної перемички та бункера з шлюзовим затвором. Корпус фільтра поділений на окремі

4.4.2 Зернисті фільтри

У зернистих фільтрах, фільтрація запиленого газу відбувається через зернистий шар, в якості якого використовують:

- Спеціально виготовлений штучний зернистий або кусковий матеріал, такий як гранули, сфери, кільця і т.п.
- Підготовлений природний матеріал, такий як гравій, щебінь, пісок, галька та інші.
- Промислові відходи, такі як металургійний шлак, стружка, що одержується при металообробці та інші.
- Кускова або зерниста сировина технологічних процесів, такі як окатиші, вапняк, руда, вугілля та інші.

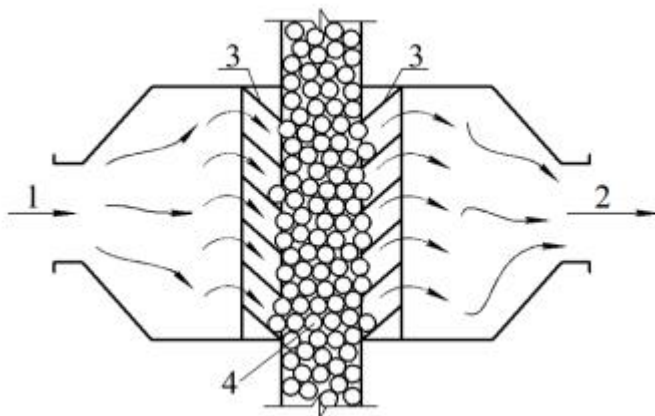
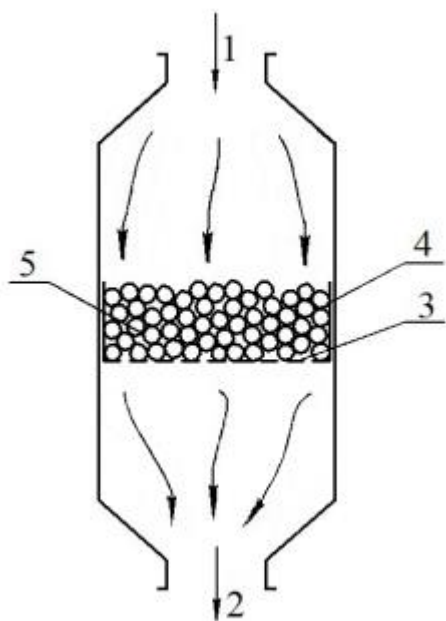


Рис. 4.14 Зернистий фільтр з жалюзійними решітками: 1,2 – вхід і вихід очищуваного газу; 3 – жалюзійні решітки; 4 – очищувальний матеріал

Кут нахилу жалюзів повинен бути не менше кута природного укосу зернистого матеріалу, що визначається як кут, утворений конусом зернистого матеріалу при його насипанні на горизонтальну площину.

Зазвичай зернисту насадку підбирають певних розмірів або готують шляхом дроблення, просіювання і сортування для отримання необхідних гранулометричних фракцій.

Горизонтальний перфорований лист розміщений у вигляді дна контейнера, який заповнюється зернистим матеріалом. Газ подається зверху, тому зі сторони входу в фільтрі відсутній перфорований лист або жалюзі. Це дозволяє використовувати фільтр для фільтрації газів високої температури, досягаючи 600-700 °С. Шар фільтруючого матеріалу виступає як тепловий захист для горизонтального перфорованого листа від високих температур.



Для можливості фільтрації високотемпературного газу використовують жалюзійні решітки, обладнані водоохолоджуваними трубами або виготовлені у вигляді трубчастих панелей, які охолоджуються водою.

1,2 – вхід і вихід очищеного газу; 3 – горизонтальний перфорований лист; 4 – контейнер; 5 – зернистий матеріал

Рис. 4.15 – зернистий фільтр з горизонтальним перфорованим листом

При низькій концентрації пилу у газі та повільних швидкостях фільтрації, пил уловлюється в проміжках між частинками зернистого матеріалу, тобто в порах між ними. Але коли концентрація пилу в газі велика, і його частинки великі, а також при великих швидкостях фільтрації, пил осідає на поверхні зернистого матеріалу. У більшості випадків фільтрація відбувається шляхом поєднання обох цих режимів. Чистота газу залежить від того, який матеріал використовується для фільтрування, які частки пилу потрібно затримати та умов, за яких це відбувається. Спочатку, коли пил накопичується у фільтруючому шарі, чистота газу поступово покращується.

Проте після досягнення певного рівня запиленості, ефективність знижується через забруднення, що призводить до прискорення руху газу через пори фільтру. Це може спричинити винос пилу. Крім того, зі зростанням чистоти газу збільшується опір, який вимагає очищення фільтра. Це очищення може відбуватися за допомогою зворотного продування, вібрації або їх комбінації. зворотного продування, вібрації або їх комбінації.

Шар стружки виконує важливу функцію у видаленні грубого пилу, тоді як шар гравію здійснює остаточне очищення. Під час регенерації клапан 12 закривається,

4.4.3 Волокнисті фільтри

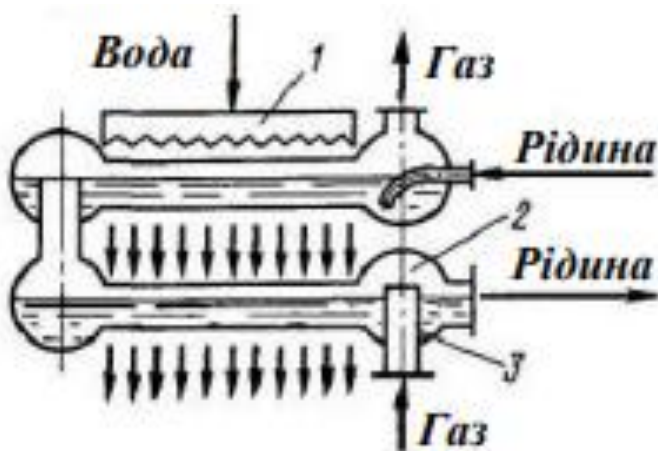
Фільтри здатні очищати великі потоки газів від твердих частинок будь-якого розміру, включаючи навіть наночастинки. Їх широко використовують для очищення повітря від радіоактивних аерозолей. Для ефективного видалення 99% частинок розміром від 0,05 до 0,5 мікронів, застосовують матеріали у вигляді тонких листів або об'ємних шарів з використанням тонких або ультратонких волокон (діаметр менше 2 мікронів). У цих фільтрах швидкість фільтрування зазвичай становить від 0,01 до 0,15 метрів на секунду, а опір чистих фільтрів не перевищує 200-300 Па, а опір забитих пилом фільтрів - 700-1500 Па. Захоплення частинок у таких фільтрах відбувається за рахунок броунівської дифузії та ефекту дотику.

У фільтрах з невеликою продуктивністю об'єднують фільтри грубого очищення зі шаром набивних волокон лавсану товщиною 100 міліметрів та фільтри тонкого очищення з матеріалу, наприклад, типу ФП (фільтр Петрянова), що складається з полімерних смол. Такі фільтри відомі як двоступеневі або комбіновані.

4.5 Апарати хімічної очистки

4.5.1 Поверхневі абсорбери

У поверхневих абсорберах газ пропускається над рухомою рідиною. З огляду на малу площу контакту між фазами, використовують кілька апаратів, через які газ і рідина рухаються протилежними напрямками. На прикладі зрошувального абсорбера з горизонтальними трубами, в рідина проходить всередині труб, а газ протікає протилежно. Рівень рідини у трубах підтримується за допомогою порогу.



1 – розподільник; 2 – труба; 3 – поріг

Рис. 4.17 – Зрошувальний абсорбер

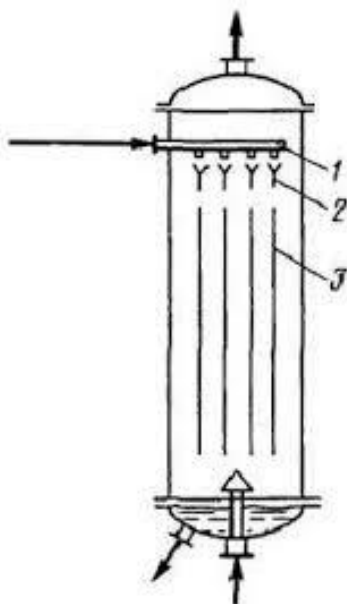
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата

Цей тип абсорбера охолоджується від поверхні рідини за допомогою зубчастого розподільника, який забезпечує рівномірний розподіл рідини по поверхні труб. Вони використовуються для поглинання газів, які добре розчиняються у воді або інших рідинах.

4.5.2 Плівкові абсорбери

Плівкові абсорбери є більш компактними і ефективними, ніж поверхневі. У таких абсорберах контакт між фазами здійснюється через поверхню стікаючої плівки рідини. Цей тип абсорберів включає в себе кілька видів апаратів: трубні абсорбери, де рідина стікає вниз по зовнішній поверхні вертикальних труб, а газ подається знизу абсорбера проти стікаючої плівки рідини; абсорбери з плоскопаралельною або листовою насадкою; абсорбери, де взаємодія між газом і рідиною відбувається в умовах прямого потоку.

На рисунку 4.18 зображено абсорбер з плоскопаралельною насадкою 3. Насадка



складається з вертикальних листів, які розділяють об'єм абсорбера на ряд секцій. Рідина подається в абсорбер через трубу 1 і за допомогою розподільного пристрою 2 рівномірно розподіляється по насадці, омиваючи листи з обох боків.

Відносна швидкість руху плівки рідини і газу визначає, чи буде плівка стікати вниз чи захоплюватися газовим потоком і текти вгору. Якщо вона стікає вниз, це означає, що швидкість газу менше швидкості плівки, і навпаки - якщо плівка захоплюється газом і рухається вгору.

Рис. 4.18 – Плівковий абсорбер

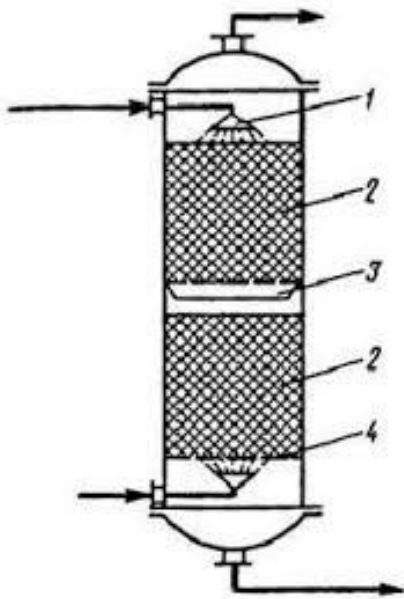
Зі збільшенням відносної швидкості руху плівки і газу підвищується коефіцієнт масообміну і збільшується поверхня контакту між фазами завдяки турбулентності прикордонного шару і утворенню вихорів.

4.5.3 Насадкові абсорбери

Насадкові абсорбери славляться своєю простотою конструкції та високою ефективністю, що призвело до їх широкого використання.

					НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		138

Зазвичай насадковий абсорбер має форму циліндричної башти, що заповнена насадкою - невеликими деталями, які утворюють пористу структуру. В цій структурі фази можуть вільно переміщуватися та взаємодіяти. Основною умовою для ефективної роботи абсорбера є максимальна питома поверхня насадок. Крім того, важливо, щоб насадка мала мінімальну масу, великий перетин та значний вільний об'єм. Найпоширенішими видами насадок є хордові та кільцеві.



У насадковому абсорбері, рідина, що подається через розподільний пристрій 1, тече по елементу насадки 2 у вигляді тонкої плівки при невеликих швидкостях газу. Поверхнею контакту фаз є змочена поверхня насадки, що дозволяє розглядати насадкові апарати у цьому режимі як плівкові. Щоб уникнути розливання рідини до стінок апарату, насадки завантажуються по секціях. Між секціями встановлюють пристрій 3 для перерозподілу рідини і решітки 4.

Рис. 4.19 – Насадковий абсорбер

Дерев'яна хордова насадка є вигідною при низьких температурах газу та має невисоку вартість виготовлення і масу. Однак у неї є деякі недоліки, такі як слабкий опір корозії, мала питома поверхня і невеликий вільний об'єм.

Кільцева насадка виготовляється з металевих або керамічних тонкостінних кілець. Діаметр кілець зазвичай коливається від 15 до 150 мм, а висота кільця дорівнює його діаметру. Дрібні кільця насипаються хаотично, тоді як крупні зазвичай укладаються в регулярні ряди. Ця насадка може бути більш ефективною, але вимагає більше зусиль для її виготовлення. Крім кілець, для насадки також використовують скляні кульки, керамічні елементи різних форм, щебінь, кокс, подрібнений кварц, металеві сітки та спіралі.

4.5.4 Тарілчасті барботажні колони

Тарілчасті барботажні колони є одними з найефективніших та найпоширеніших апаратів. У внутрішності колони розміщена певна кількість горизонтальних

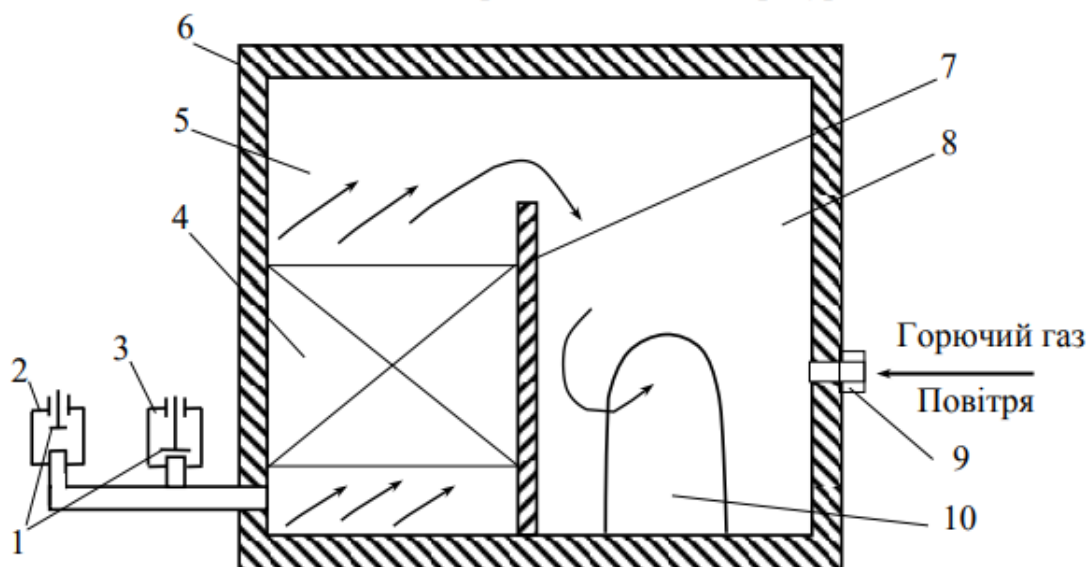


Рис. 4.26 – Установка для технічного допалювання забруднених газів з вертикально розміщеними насадками: 1 – клапани для реверсування потоків газу; 2 – патрубков для видалення газу; 3 – патрубков для подачі газу в піч; 4 – шар газопроникної насадки з вогнетривкого матеріалу; 5 - камери; 6 – теплоізолюваний корпус; 7 – перегородки, що поділяють корпус 6 на камери 5; 8 – змішувальні канали, що утворюються перегородками 7; 9 – пальники, що розміщені в змішувальних каналах 8; 10 – вікно, що з'єднує змішувальні канали 8 між собою

На рисунку 4.27 зображено пристрій для обробки токсичних органічних речовин, що складається з трьох камер та системи продування. Кожна камера має циліндричну форму і заповнена кварцовим піском. Камери сполучені каналами та з'єднані з камерою спалювання, яка живиться горючим газом через трубопровід. Продування камер відбувається через відповідний трубопровід. Очищений газ подається у камеру за допомогою системи перекидних пристроїв та кранів. Після попадання у камеру, газ підігрівається від гарячої насадки і потрапляє у камеру спалювання. Потім він направляється в іншу камеру для нагрівання і викиду в атмосферу через вентилятор. Цей процес повторюється циклічно, при цьому одна камера перебуває на продуванні, а дві інші використовуються для обробки. Близько 10% очищеного газу витрачається на продування.

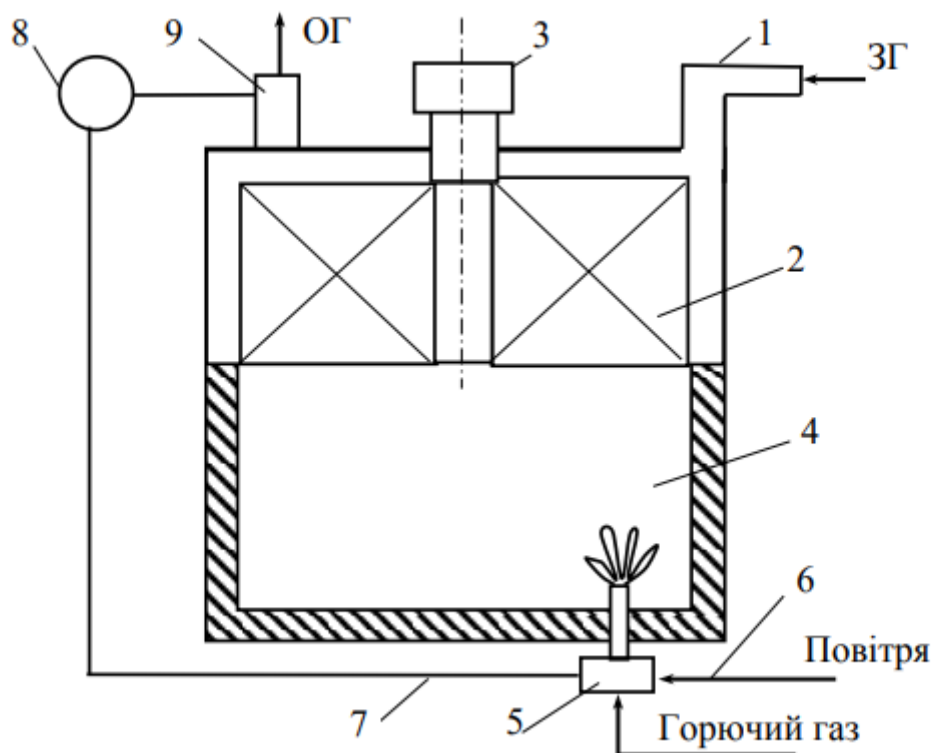


Рис. 4.28 – Схема апарата регенеративного типу з насадкою, що обертається: 1 – трубопровід забрудненого газу; 2 – регенератор; 3 – привод; 4 – виносна камера допалювання; 5 – пальник; 6 – трубопровід повітря; 7 – трубопровід пального; 8 – вентилятор; 9 – патрубок для очищення газу.

4.7 Апарати електричної та магнітної очистки

4.7.1 Електрофільтри

Електрофільтри використовуються для ефективного очищення повітря від шкідливих речовин шляхом електростатичного осадження. Цей процес ґрунтується на пропусканні між коронуючим та осаджувальним електродами постійного струму високої напруги. Під час цього процесу газ іонізується, а частинки пилу набувають заряду й рухаються в напрямку осаджувального електроду, де вони розряджаються та осідають. Після цього електроди очищаються від пилу за допомогою струшування або змивання.

Для досягнення ефективного осадження потрібне неоднорідне електричне поле, тому коронуючий електрод зазвичай має форму дроту різного профілю,

а осаджувальний може бути у формі труб або пластин різної конфігурації.

Електрофільтри мають значну кількість електродів, тому для рівномірного розподілу повітря між ними необхідні спеціальні пристрої

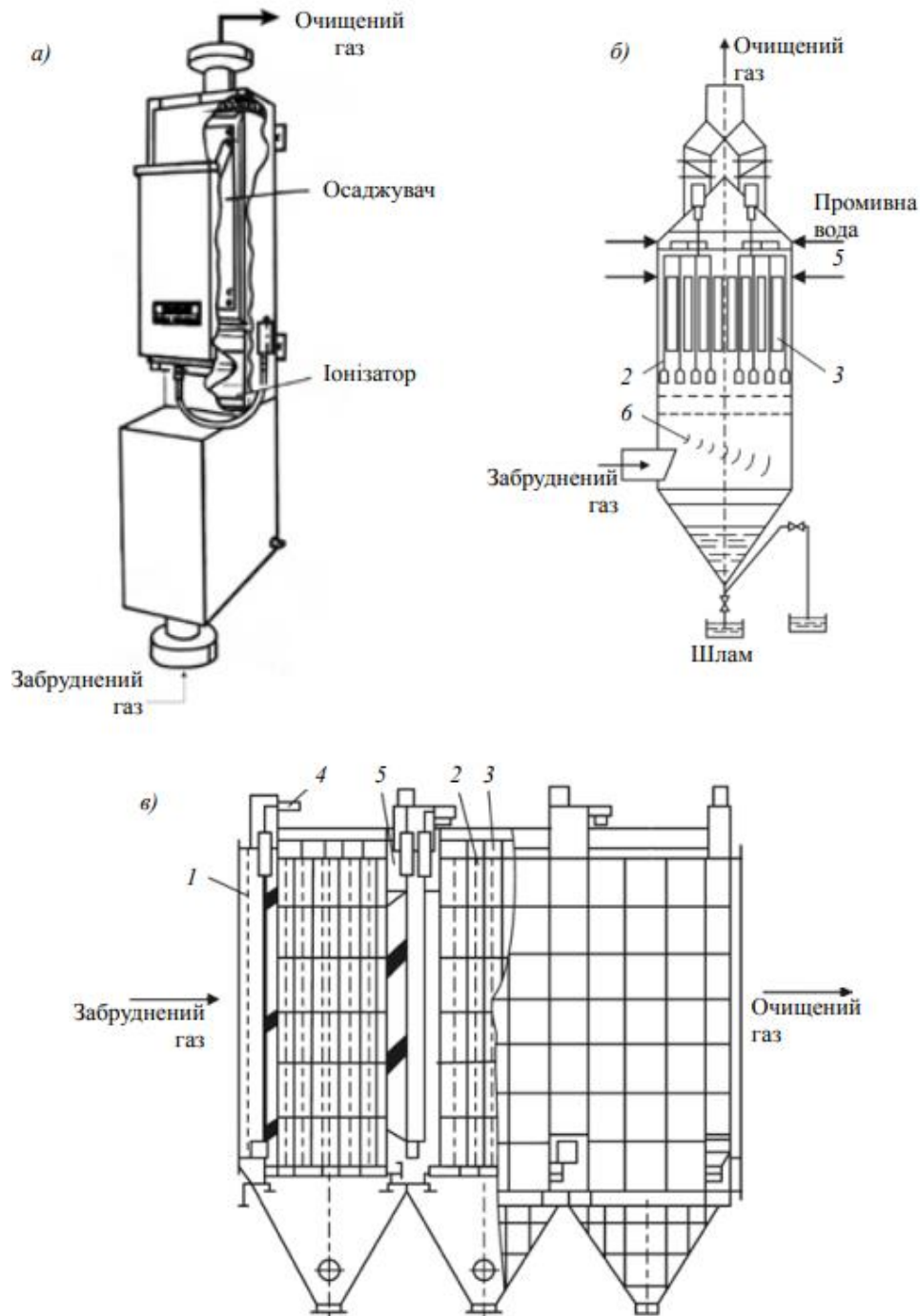


Рис. 4.29 – Електрофільтри: а – двозонний; б – однозонний трубчастий вертикальний; в – однозонний пластинчастий горизонтальний. 1 – ґрати; 2 – коронуючі та трубчасті електроди; 3 – осаджувальні електроди; 4 – струшувальний пристрій; 5 – зрошувальна рідина; 6 – лопатки

Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата
-----	-----	-------------	--------	------

Електрофільтри можуть бути однозонними або двозонними. У перших області зарядження і осадження частинок знаходяться в одному місці, тоді як у других ці процеси відбуваються окремо в іонізаторі та осаджувачі.

У однозонних електрофільтрах процеси зарядження та осадження відбуваються в просторі між коронуючими та трубчастими або пластинчастими осаджувальними електродами. Газ, який містить забруднення, розподіляється за допомогою ґрат або лопаток. Рух газу може бути вертикальним або горизонтальним, останній випадок може включати кілька електричних полів. Електрофільтри можуть бути сухими, де забруднення видаляються за допомогою струшувального пристрою, або мокрими, коли вони змиваються рідиною. Залежно від кількості секцій, які працюють паралельно, електрофільтри можуть бути одно- або багатосекційними. Сухі електрофільтри уловлюють тверді частинки, а мокрі - як тверді, так і рідкі речовини з високою ефективністю до 90%, а в деяких випадках до 99,9%.

4.7.2 Електромагнітні фільтри

Для очищення газових викидів, які містять залізовмісні домішки парів та конденсатів, застосовують різні модифікації соленоїдних фільтрів-осаджувачів. В цих електромагнітних фільтрах робоча насадка знаходиться безпосередньо в порожнині електромагнітних котушок, тобто насадка є осердям намагнічувальної котушки. Оптимальна продуктивність електромагнітних фільтрів-осаджувачів соленоїдного типу визначається за критерієм $L/D \geq 2 \dots 3$, де L – довжина соленоїда; D – діаметр соленоїда.

Для досягнення таких значень критерія оптимальності використовують перфоровані перегородки та роздвоєння газового потоку, що дозволяє забезпечити необхідні значення активної довжини осердя насадки. Конструктивна схема двоходового фільтра-осаджувача соленоїдного типу з перфорованою посередині перегородкою наведена на рисунку 4.30.

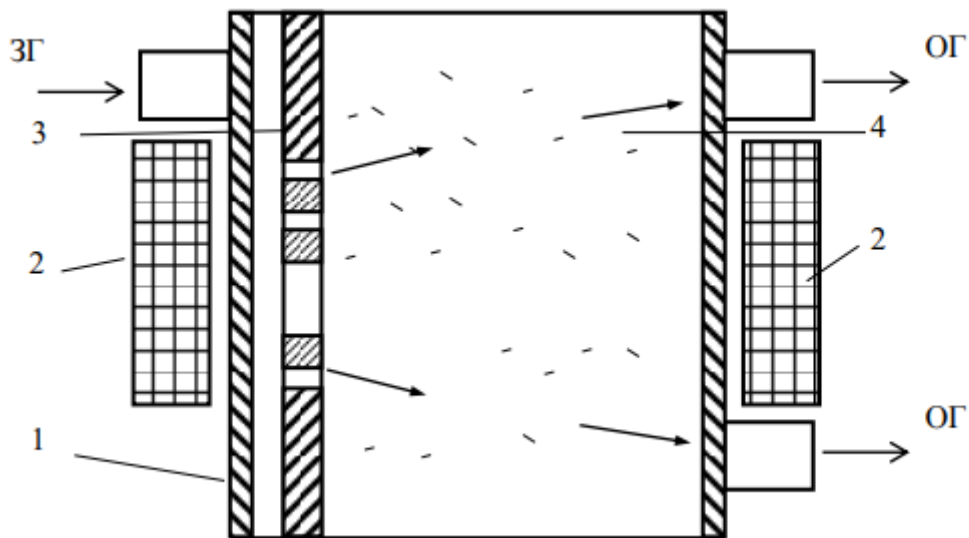


Рис. 30 – Електромагнітний двоходовий фільтр-осаджувач з перфорованою посередині перегородкою: 1 – корпус; 2 – електромагнітні котушки; 3 – перфорована перегородка; 4 – насадка

При очищенні значних газових потоків діаметр фільтра-осаджувача збільшується і стає порівняним з необхідною довжиною насадки. У таких випадках доцільно встановлювати дві перфоровані або коаксіальні перфоровані перегородки та пропускати очищуваний газовий потік поперек насадки. Конструктивна схема поперечно-проточного фільтра-осаджувача соленоїдного типу з перфорованими по довжині двома перегородками наведена на рисунку 4.31.

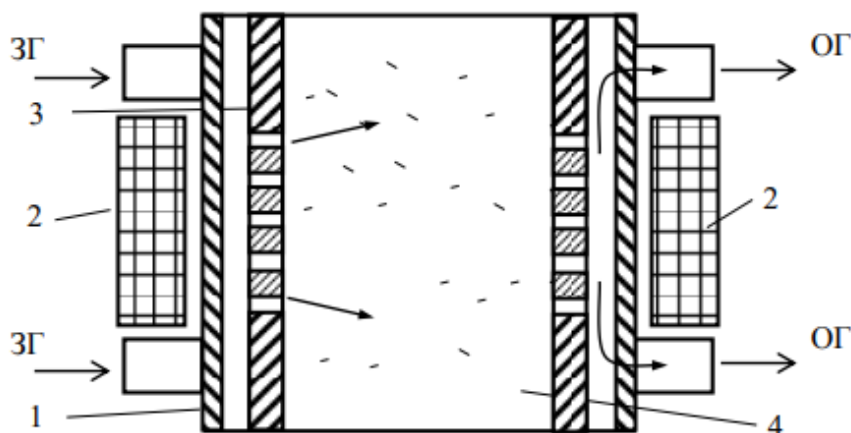


Рис. 4.31 – Електромагнітний поперечно-проточний фільтросаджувач з двома перфорованими перегородками: 1– корпус; 2 – електро-магнітні котушки; 3 – перфорована перегородка; 4 – насадка

Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата

Зменшення втрат магнітного поля в навколишнє середовище можна досягти завдяки конструктивним особливостям фільтрів-осаджувачів. Це зменшення може бути забезпечене модульною конструкцією, яка включає в себе соленоїдні секції, з'єднані насадкою.

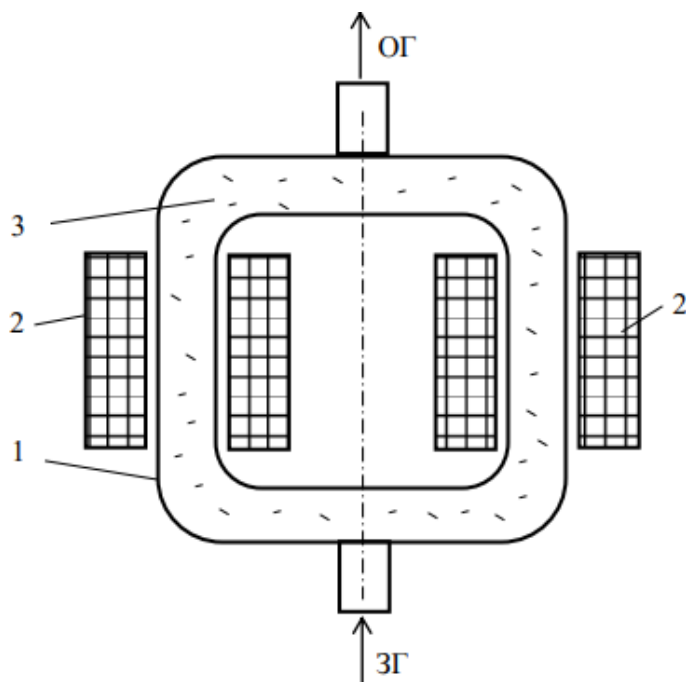
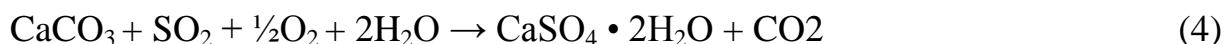


Рис. 4.32 – Електромагнітний двоходовий фільтр-осаджувач із спареною соленоїдними секціями насадкою: 1 – корпус; 2 – електромагнітні котушки; 3 – насадка

4.8 Десульфуризація

Десульфуризація димових газів відіграє вирішальну роль у збереженні навколишнього середовища. У більшості країн з розвинутою промисловістю це стало окремим сектором економіки з великими інвестиціями, великим кадровим, науково-технічним та виробничим потенціалом, з відповідним законодавством та стандартами у сфері розробки та експлуатації обладнання для очищення газів від оксидів сірки. На ринку з'явилися десятки потужних машинобудівних та приладобудівних компаній, що спеціалізуються на розробці та виробництві обладнання та приладів для цих цілей.

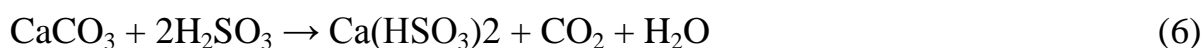
В даний час, незважаючи на широкий спектр досліджень та заходів, що відбуваються по всьому світу у сфері очищення газів від діоксиду сірки,



Реакції (1) і (2) є типовими для всіх систем мокрого газоочищення. Реакція (3) ілюструє примусове окислення кальцію сульфіту повітрям та утворення (кристалізацію) кальцію сульфату дигідрату, або гіпсу, у режимі окислення. У режимі примусового окислення повітря подається в нижню частину абсорбера для перетворення кальцію сульфіту на кальцію сульфат, досягаючи понад 99 % ефективності окислення.

У режимі природного окислення кальцій сульфід частково окислюється киснем, який міститься в димових газах. Основним продуктом є кальцій сульфід гемігідрат (5). Отримана суміш кальцій сульфіту та гіпсу має форму шламу.

У нижньому діапазоні рН від 4,5 до 5,5 хімічна реакція протікає по-іншому. Після поглинання SO_2 (1) основним продуктом нейтралізації вапняком стає не кальцій сульфід, а кальцій бісульфід $\text{Ca}(\text{HSO}_3)_2$.



Кальцій бісульфід набагато краще розчиняється у воді, ніж кальцій сульфід. Тому робота в нижньому діапазоні рН має менший ризик утворення накипу та засмічення. Кальцій бісульфід окислюється і кристалізується, утворюючи гіпс або кальцій сульфат дигідрат (7).

У таблиці 4.1 наведено порівняння між режимами примусового та природного окислення у мокрому вапняковому скрубєрі. При примусовому окисленні зневоднення відбувається легше через відносно великі кристали гіпсу. Спочатку здійснюється первинне зневоднення за допомогою гідроциклонів, а потім вторинне зневоднення у фільтрах або центрифугах. Кінцевий продукт, що містить близько

90% твердих речовин, легко обробляється і переважно продається як гіпс для штукатурки, цементу та гіпсокартону, замінюючи природний гіпс, який використовується для заповнення шахт, або вивозиться на звалища. Продаж гіпсу може знизити загальні операційні витрати. Однак товарний гіпс потребує промивання під час вторинного зневоднення для видалення розчинних солей, таких як хлориди.

Режим	Побічні продукти	Розмір кристала побічного продукту	Використання побічних продуктів	Зневоднення	Надійність	Регіон, що використовує
Примусове окислення	Гіпс 90 %; вода 10 %	0-100 кв.м	Гіпсокартон, цемент тощо	Просто: гідроциклон плюс фільтр	>99%	Європа та Японія
Природне окислення	Сульфат/сульфіт кальцію 50-60%; вода 40-50%	1-5 кв.м	Не використовують (полігон)	Непросто: згущувач плюс фільтр	95-99% через проблеми з масштабуванням	США

Таблиця 4.1

Побічним продуктом природного окислення є суміш, яку важко зневоднити. Ця суміш складається з кальцій сульфат гемігідрату і кальцій сульфат дигідрату. Для первинного зневоднення потрібен згущувач, а вторинне зневоднення здійснюється за допомогою фільтрів або центрифуг. Кінцевий побічний продукт містить 40-50% води. У багатьох випадках його скидають у водойми або на полігони, але через тиксотропні властивості він потребує попереднього змішування з летючою золою та вапном. Хоча процес природного окислення раніше широко застосовувався в США, зараз він рідко використовується для нових заводів. Незважаючи на покращення надійності, ефективність залишається на рівні 95-99% через проблеми з відкладенням гіпсу. Існує тенденція до переходу на примусове окислення, оскільки отриманий гіпс є більш бажаним, навіть для захоронення, ніж шлам, отриманий при природному окисленні.

Конфігурацію мокрих вапнякових скрубєрів можна розділити на чотири типи (a, b, c і d), як показано на рисунку 3.19. Типи (c) і (d) показані тут у режимі примусового окислення, але їх можна змінити на природне окислення, виключивши доступ повітря в окислювальну ємність; в цьому випадку залишок буде не гіпсом, а шламом.

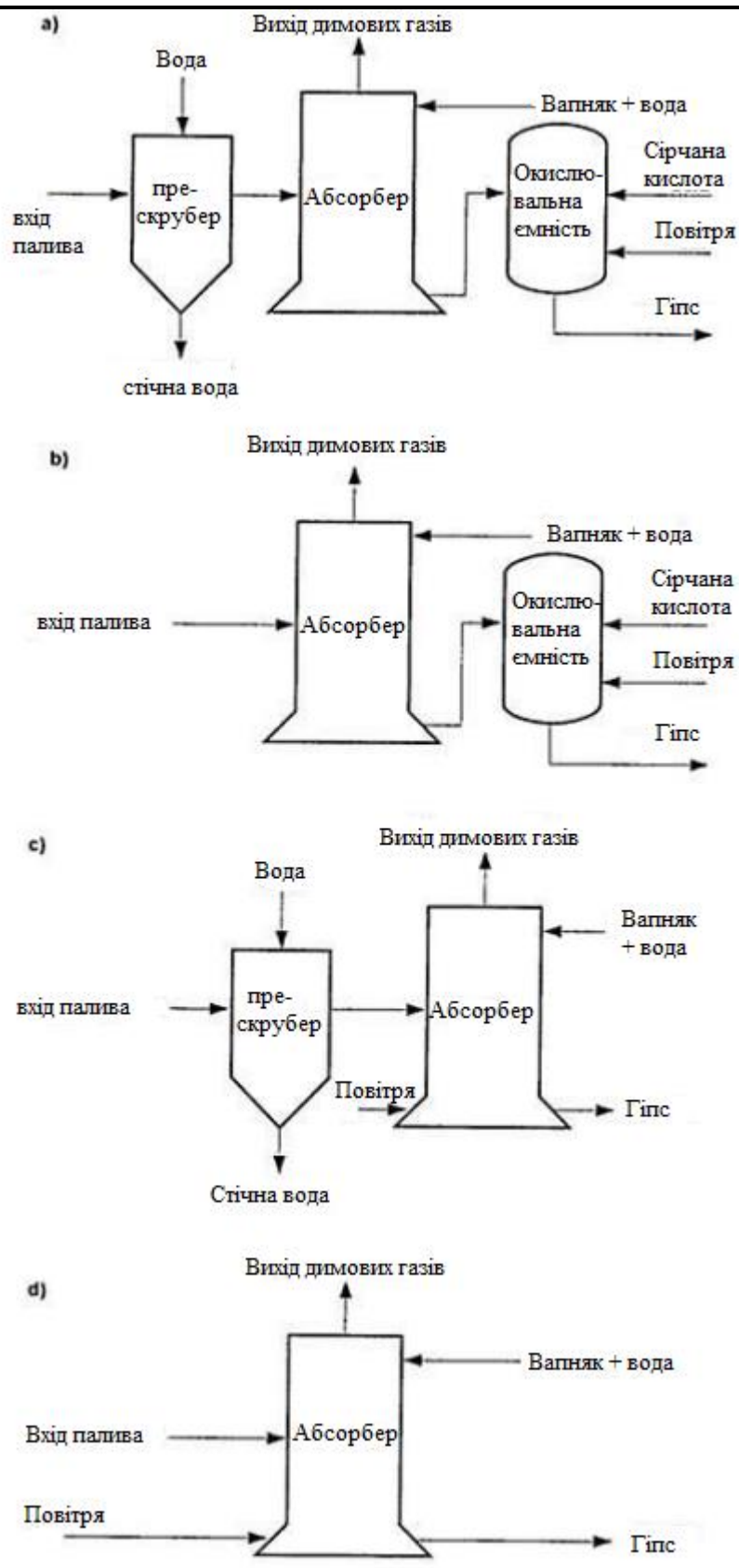


Рис. 4.34 Різні типи вапняних/вапнякових мокрих скрубєрів

Тип (а) та тип (b) використовують окрему посудину для окислення, але деталі щодо них тут не наведені, оскільки такі посудини застосовувалися переважно у дослідженнях.

Тип (с) інтегрує процес окислення безпосередньо в абсорбер без окремої посудини. Тут окислювальне повітря вводиться у нижню частину абсорбера для утворення гіпсу. Цей метод, відомий як окислення на місці, є найпоширенішим зараз. Коли окислення відбувається в окислювальній посудині, як у випадку типів (а) і (b). Незважаючи на те, що основне призначення попереднього скрубера - це видалення HCl і HF, попередній скрубер з низьким рівнем рН також покращує видалення ртуті та захоплює дрібні частинки, що можуть містити інші слідові елементи. У Японії багато нових великих установок для очищення димових газів використовують тип (с) через високу якість отриманого гіпсу та його високу надійність, що дозволяє уникнути можливих проблем без використання попереднього скрубера.

Тип (d) є найбільш простою конфігурацією мокрих вапнякових скрубєрів, яка на сьогоднішній день є ведучою у системах очищення димових газів. Усі хімічні процеси відбуваються в одному об'єднаному абсорбері. Це сприяє зниженню капітальних витрат та енергоспоживання. Тип (d) досяг високої надійності в експлуатації та виробляє гіпс задовільної якості з кінця 1980-х років. Інтегрована одинарна башта також потребує менше простору, що спрощує модернізацію існуючих котлів. У Німеччині найновітніші установки ДГК використовують тип (d). У США тип (d) також є популярним завдяки більш низьким витратам і високій ефективності.

Ефективність систем мокрого газоочищення значно залежить від конструкції абсорбенту. На рисунку 4.35 представлені приклади різних типів абсорберів, де усі хімічні реакції очищення відбуваються в одному пристрої.

Тип 2 - це абсорбер з набивною баштою, що використовує пластикову сітку, спочатку розроблений в Японії. Набивка башти продовжує період, протягом якого газ знаходиться у контакті з рідиною, що призводить до підвищення ефективності видалення SO₂. З розвитком розуміння процесів димогазового очищення, набивні башти тепер використовуються без проблем масштабування. Крім того, важливою особливістю конфігурації з високошвидкісним рівнобіжним потоком газу є її компактність для великогабаритних абсорберів.

Тип 3 відомий як реактор з турбулентним барботажем шаром або реактор струменевого барботування. Димові гази впорскуються в шлам через багато занурених труб, тоді як вапняковий шлам подається в реактор з турбулентним барботажем шаром, а повітря для окислення вдувається в шлам. Цей абсорберний тип є прикладом спрощеного процесу очищення димових газів. Він усуває необхідність в рециркуляційних насосах, розпилювальних форсунках і колекторах, окремих окислювальних резервуарах і згущувачах, що мінімізує труднощі та споживання енергії.

Тип 4 працює за принципом подвійної петлі, що вперше був застосований у США. Цей абсорбер складається з двох контурів, які відомі як гасильник і поглинач, і кожен з них має власне значення рН для своєї функції. Декілька заводів, що використовують цей тип абсорбера, були встановлені в Канаді, Німеччині та США.

Системи мокрої десульфурації, що використовують вапняк, стикаються з агресивним середовищем, яке спричиняє корозію, ерозію та абразивний знос. Для захисту проходу димових газів від входу до виходу абсорбера в димову трубу можуть бути використані матеріали, які стійкі до кислот, що утворюються внаслідок адіабатичного охолодження та насичення газів. Складовими конструкції є вхідний канал, абсорбер, вихідний канал, система нагріву та димові труби. Усі компоненти подачі суспензії вразливі до корозії та абразивного зносу, зокрема розпилювальні сопла абсорбера, резервуари, насоси, труби, клапани та устаткування для дегідратації.

Капітальні витрати для встановлення мокрого вапнякового скрубера можуть бути високими, але експлуатаційні витрати залишаються помірними завдяки високому рівню автоматизації, надійності та можливості продажу побічних

					НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		156

продуктів. Однак капітальні витрати можуть значно коливатися залежно від різних факторів, таких як розмір майданчика, концентрація SO₂ в димових газах, стратегія управління, робочі години в рік, тривалість експлуатації, методи утилізації гіпсу або залишків, якість та вартість води, рівень відсотків, кількість установок на майданчику, а також ситуація на ринку установок для очищення газів і багато інших.

Напівсуха абсорбція або напівсухі методи десульфуризації газів з'явилися наприкінці 1980-х років як нові технології. Вони були особливо привабливі при використанні вугілля з низьким вмістом сірки та при помірних вимогах до ефективності забирання SO₂ на рівні 70-80%. Більшість рідкофазних (скрубєрних) установок десульфуризації газів, побудованих до 1978 року, також були розраховані на ефективність очищення 70-80%.

Переваги напівсухих систем перед мокрими полягають у можливості використання більш економічних конструкційних матеріалів, зменшенні витрат води, простоті у експлуатації та ремонті. Однак вартість реагенту в напівсухих системах зазвичай вища, а ступінь уловлювання SO₂ зазвичай нижча (на одиницю використаного сорбенту), ніж у мокрих системах.

Основна ідея цих процесів полягає в тонкому розпиленні високоактивного абсорбенту (такого як суспензія дрібнорозмеленого вапна, розчин соди, розчин гідроксиду натрію тощо) у потоці гарячих газів, що піддаються очищенню. Під час цього процесу, крім очищення газів від діоксиду сірки, відбувається повне випаровування вологи з абсорбенту завдяки теплу димових газів. Деяка кількість води переходить у тверду фазу у вигляді кристалогідратів сульфату і сульфату кальцію. Утворені сухі солі відділяються у електрофільтрі або рукавному фільтрі.

Основна енергетична витрата при очищенні газів припадає на розпорошення абсорбенту, оскільки необхідний розмір крапель становить 30-50 мікрометрів. У таких установках використовуються два типи розпилювачів: механічні обертові, які використовують відцентровий ефект, і пневматичні з використанням стисненого повітря. Вибір типу розпилювача залежить від розмірів реактора, тобто визначається обсягом очищуваних газів.

Вапняк розпилюють у верхню частину топки, де він переходить у оксид

					НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		157

близько 10°C. З рукавним фільтром досягається виловлення понад 92% SO₂ за аналогічних умов і температурі.

Технологія LIDS є прикладом нової системи, розробленої для реконструкції рідиннофазних установок десульфуризації, які працюють за вапняковими методами. Вона здатна зв'язувати SO₂ за значно меншу вартість тонни виловленого SO₂, ніж звичайні системи рідиннофазної вапнякової очищення. Крім зменшення витрат на одиницю виловленої сірки, ця технологія також потребує менших капітальних витрат.

					НТУУ ДІПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		159

ВИСНОВОК

У наведеній роботі спроектована теплоелектроцентраль, що призначена для покриття потреб у технологічному парі (для підприємств) та гарячій воді (для комунально-житлового сектору).

За допомогою техніко-економічного розрахунку було проведено порівняльний аналіз варіантів вибору основного обладнання ТЕЦ та визначено оптимальний (економічно найвигідніший) варіант. Цим варіантом виявилася установка парових турбін Р-100/105-130/15 і Т-175/210-130.

У розділі “Тепломеханічна частина” приведено детальний опис основного обладнання ТЕЦ, зроблено вибір допоміжного обладнання, розрахунок теплової схеми, екологічний розрахунок, у якому визначені шкідливі викиди оксидів сірки та азоту, необхідна висота димової труби для безпечної (з точки зору екології) роботи станції; описана компоновка головного корпусу, допоміжних господарств (паливне, система технічного водопостачання, хімводопідготовка).

Проект має графічну частину яка складається з трьох креслень:

- теплова схема ТЕЦ;
- компоновка головного корпусу;
- генеральний план ТЕЦ.

Згідно з розрахунками отримані наступні значення основних показників ТЕЦ:

- відносна витрата умовного палива на відпущене тепло: $b_T=41,4325$ кг/ГДж;
- відносна витрата умовного палива на відпущену електроенергію:

$b_e=0,1579$ кг/кВт·год;

-капіталовкладення: $K_{ТЕЦ}= 577$ млн.у.о;

-приведені витрати: $I_{пр}= 385,898$ млн.у.о/рік.

У розділі «Системи очистки димових газів» було проаналізовано найбільш ефективні методи очищення та технічні засоби, які застосовуються для вирішення проблеми забруднення. Представлені методи охоплюють широкий спектр технологій, включаючи механічну, хімічну та фізико-хімічну очистку. Кожен метод був описаний та ілюстрований за допомогою схематичних зображень, що дозволило чітко зрозуміти його принцип дії та ефективність.

					НТУУ ДІПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		160

Виконано вибір мокрої системи десульфуризації для очищення вихідних газів
ТЕЦ.

					<i>НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ</i>	<i>арк</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>161</i>

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Рижкин В.Я. Теплові електричні станції. – М.: Енергія, 1976. – 448 с.
2. Рижкин В.Я. Теплові електричні станції. – М.: Енергія, 1967. – 400 с.
3. Соловійов Ю.П. Проектування теплопостачальних установок для промпідприємств. – М.: Енергія, 1979. – 314 с.
4. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофікаційні парові турбіни. – М.: Енергоатоміздат, 1986. – 272 с.
5. Гиршфельд В.Я., Морозов Г.Н. Теплові електричні станції. – М.: Енергія, 1973. – 239 с.
6. Гиршфельд В.Я., Морозов Г.Н. Теплові електричні станції. – М.: Енергоатоміздат, 1986. – 224 с.
7. Єлізаров Д.П. Теплоенергетичні установки електростанцій. – М.: Енергоіздат, 1982. – 264 с.
8. Теплові та атомні електричні станції.: Довідник/Під загальної ред. Григор'єва В.А. і Зорина В.М. – М.: Енергоатоміздат, 1989. – 603 с.
9. Методичні вказівки / Укладач Скловська Е.Г. – Київ: КПИ, 2000. – 52 с.
10. Методичні вказівки / Укладачі Кесова Л.О., Воловень Л.М., Мозгова Е.А., Роговенко С.В. – Київ: КПИ, 1985. – 27 с.
11. Горшков А.С. Техніко-економічні показники теплових електричних станцій. – М.: Енергія, 1974. – 240 с.
12. Журнал “Теплоенергетика”. – М.: Енергія, № 12, 1998. – 62 с.
13. Стерман Л.С., Шарков А.Т., Тевлин С.А. Теплові й атомні електричні станції. – М.: Атоміздат, 1975. – 496 с.
14. Гольстрем В.А., Іваненко А.С. Довідник енергетика промислових підприємств. – К.: Техніка, 1977. – 463 с.
15. Смирнов А.Д., Антіпов К.М. Довідникова книжка інженера. – М.: Енергоатоміздат, 1984. – 440 с.
16. Соловійов Ю.П., Міхельсон А.І. Допоміжне обладнання ТЕЦ, центральних котелень та його автоматизація. – М.: Енергія, 1972. – 256 с.

					НТУУ ДПБ.24.144.01345.ТЕЦ	арк
Зм.	Арк	№ документа	Підпис	Дата		162

28. Білецький В. С., Смирнов В. О. Технологія збагачення корисних копалин (посібник з грифом Мінвузу). — Донецьк: Східний видавничий дім, 2004.- 272 с. (друге видання — 2009 р.)
29. Гуріна Г. І. Природоохоронні технології виробництва композиційних матеріалів: конспект лекцій (для студентів 1 курсу денної форми навчання освітнього рівня «магістр» за спеціальністю 161 – Хімічні технології та інженерія) / Г. І. Гуріна; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, – 2020. – 97 с.
30. Бойко В.С. Буденко С.Ф. Ялпачик Ф.Ю. Конструкції і розрахунки параметрів абсорберів. Методичні вказівки для студентів спеціальності 133 Галузеве машинобудування - Таврійський державний агротехнологічний університет, 2016 -25 с.
31. Konstrack. Рукавні фільтри. URL: <https://konstrack.com/pilogazoochistka-i-aspiratsiya/rukavni-filtri/>
32. Ратушняк Г. С., Лялюк О. Г. Засоби очищення газових викидів. Навчальний посібник. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. – 207
33. Семенюк М.В. Очищення газових потоків у відцентрових фільтрах. Київ – 2018 р. – 225 с.

Додатки

Додаток 1 – Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

Параметр	Позначення	Формула чи пояснення	Одиниця виміру	Режими			
				I режим	II режим	III режим	IV режим
1	2		3	4	5	6	7
Відпуск технологічної пари промислового споживачу							
Витрати пари 1,4 МПа промислового споживачю	D_n	За завданням	т/год	1100	1100	1100	1100
Частка втрати конденсату на виробництві	$\gamma_{o.k.}$	$\gamma_{o.k.} = 17 \%$	%	20	1100	20	20
Втрати конденсату на виробництві	$\Delta G_{o.k.}$	$\Delta G_{o.k.} = \gamma_{o.k.} \cdot D_n / 100$	т/год	220	220	220	220
Витрати зворотнього конденсату, який повертається на ТЕЦ	$G_{o.k.}$	$G_{o.k.} = D_n - \Delta G_{o.k.}$	т/год	913,0	913,0	913,0	913,0
Температура конденсату, який повертається	$t_{o.k.}$	$t_{o.k.} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$	°C	100,0	100,0	100,0	100,0
Температура додаткової води ХВО	t_{XBO}	$t_{XBO} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$.	°C	30,0	30,0	30,0	30,0

Максимально можлива паропродуктивність енергетичних котлів	$\Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}}$	$\Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}} = n_{\text{ЭК}} \cdot D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}}$	т/год	3360	3040	3360	3360
Неперервна продувка енергетичних котлів	$D_{\text{прод}}$	$D_{\text{прод}} = 0,01 \cdot \Sigma D_{\text{ЭК}}$	т/год	33,6	30,4	33,6	33,6
Витрати пари 0,6 МПа після розширювача неперервної продувки в деаератор 0,6 Мпа	$D'_{\text{прод}}$	$D'_{\text{прод}} = k_{\text{сен}} \cdot D_{\text{прод}}$, де $k_{\text{сен}} = 0,455$	т/год	15,29	13,83	15,29	15,29
Витрата концентрату неперервної продувки	$G_{\text{к.п.}}$	$G_{\text{к.п.}} = D_{\text{прод}} - D'_{\text{прод}}$	т/год	18,31	16,57	18,31	18,31
Частка внутрішньоциклових станційних витоків пари та конденсату	$\gamma_{\text{ум}}$	$\gamma_{\text{ум}} = 1,3 \%$ (для пром.-опалювальних ТЕЦ);	%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
Внутрішньоциклові станційні витоків пари та конденсату	$G_{\text{ум}}$	$G_{\text{ум}} = \gamma_{\text{ум}} \cdot \Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}} / 100$	т/год	49,1	43,7	49,1	49,1
Витрати додаткової хім. знесоленої води в Д-0,12 Мпа	$G_{\text{д.в.}}$	$G_{\text{д.в.}} = \Delta G_{\text{о.к}} + G_{\text{ум}} + G_{\text{к.п.}}$	т/год	349,7	342,0	349,7	349,7
Температура концентрату продувки перед охолоджувачем неперервної продувки (ОКП)	$t_{\text{к.п.}}$	$t_{\text{к.п.}} = 158 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	158	158	158	158

Продовження додатка 1 – Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

1	2	3	4	5	6	7	8
Температура концентрату продувки після ОКП	$t_{к.п. ОКП}$	$t_{к.п. ОКП} = 40 \text{ } ^\circ\text{C}$	$^\circ\text{C}$	40,0	40,0	40,0	40,0
Температура додаткової води після ОКП	$t_6^{ОКП}$	$t_6^{ОКП} = t_{ХВО} + (t_{к.п.} - t_{к.п. ОКП}) \cdot G_{к.п.} / G_{д.в.}$	$^\circ\text{C}$	37,0	36,3	37,0	37,0
Температура витрати додаткової хім. знесоленої води після ПВП-0,12	$t_{дв}$	$t_{дв} = 90 \text{ } ^\circ\text{C}$	$^\circ\text{C}$	90,0	90,0	90,0	90,0
Витрати пари 0,12 МПа на ПВП-0,12 додаткової води	$D^{ПВП-0,12}$	$D^{ПВП-0,12} = 1,01 \cdot G_{д.в.} \cdot C_p (t_{дв} - t_6^{ОКП}) / (h^{0,12} - h_{др}^{0,12})$, де $C_p = 4,19 \text{ кДж/кг}$, $h_{др}^{0,12} \approx 2610 \text{ кДж/кг}$, $h_{др}^{0,12} \approx 440 \text{ кДж/кг}$	т/год	36,2	35,8	36,2	36,2
Температура додаткової води і зворотнього конденсату після Д-0,12 МПа	$t_6^{Д-0,12}$	$t_6^{Д-0,12} = 104 \text{ } ^\circ\text{C}$.	$^\circ\text{C}$	104,0	104,0	104,0	104,0
Сумарні витрати додаткової води і зворотнього конденсату після Д-0,12 МПа	$G_6^{Д-0,12}$	$G_6^{Д-0,12} = \eta_n [G_{о.к.} \cdot C_p \cdot t_{ок} + G_{дв} \cdot C_p \cdot t_{дв} + D^{Д-0,12} \cdot h_{0,12} + D^{ПВП-0,12} \cdot h_{др}^{0,12}] / (C_p \cdot t_6^{Д-0,12})$, де $D^{Д-0,12} = G_6^{Д-0,12} - G_{о.к.} - G_{дв} - D^{ПВП-0,12}$	т/год	1530,2	1521,8	1530,2	1530,2
Витрати пари 0,12 МПа на атмосферний деаератор додаткової води і звор. конденсату	$D^{Д-0,12}$	$D^{Д-0,12} = G_6^{Д-0,12} - G_{о.к.} - G_{дв} - D^{ПВП-0,12}$	т/год	24,3	24,0	24,3	24,3
Температура додаткової води і зворотнього конденсату після ПВП-0,6 (перед Д-0,6МПа)	$t_6^{ПВП-0,6}$	$t_6^{ПВП-0,6} = 140 \text{ } ^\circ\text{C}$.	$^\circ\text{C}$	140,0	140,0	140,0	140,0
Витрати пари 0,6 МПа на ПВП додаткової води і зворотнього конденсату	$D^{ПВП-0,6}$	$D^{ПВП-0,6} = 1,01 \cdot G_6^{Д-0,12} \cdot C_p (t_6^{ПВП-0,6} - t_6^{Д-0,12}) / (h^{0,6} - h_{др}^{0,6})$, где: $h^{0,6} \approx 2840 \text{ кДж/кг}$, $h_{др}^{0,6} \approx 660 \text{ кДж/кг}$	т/год	106,9	106,4	106,9	106,9
Витрати пари 1,4 МПа на мазутогосподарство	$D_{мх}^{1,4}$	$D_{мх}^{1,4} = k_{мх} \Sigma D_{ЭК}^{ном}$.	т/год	37,8	30,24	30,24	15,12
Сумарна витрата пари на власні потреби ТЕЦ (ПВП, Д-0,12, мазутогосподарство)	$D_{с.н.}$	$D_{с.н.} = D^{ПВП-0,12} + D^{Д-0,12} + D^{ПВП-0,6} + D_{мх}^{1,4}$	т/год	205,2	196,4	197,6	182,5
<i>Навантаження зовнішніх споживачів по горячій воді</i>							
Горяче водопостачання	$Q_{звс}$	$Q_{звс}^{зим.} = \gamma_{звс} \cdot Q_{max}$, $Q_{звс}^{лет.} = 0,7 \cdot Q_{звс}^{зим.}$	МВт	195,5	195,5	195,5	136,85
Опалення та вентиляція	$Q_{ов}$	$Q_{ов} = Q_{мс} - Q_{звс}$	МВт	1027,0	639,4	538,0	0,0

Продовження додатка 1 – Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

1	2	3	4	5	6	7	8
Сумарне теплове навантаження споживачів по горячій воді	Q_{mc}	В I режимі: $Q_{mc}=Q_{max}$. В II та III режимах – по графіку Россандера. В IV режимі: $Q_{TC}=Q_{ГВС}^{лет}$	МВт	1150	1058	811,0	191,1
Температури води в тепломережі (подаюча лінія)	t_{nod}	По графіку змінення температури води в тепломережі	°С	150,0	99,8	88,8	70,0
Температури води в тепломережі (зворотня лінія)	t_{obr}		°С	70,0	51,7	47,0	40,0
Середня температура води в тепломережі	t_{mc}^{cp}	$t_{mc}^{cp} = 0,6 \cdot t_{nod} + 0,4 \cdot t_{obr}$	°С	118,0	80,4	72,1	58,0
Температура вихідної (сирої) води	t_{ucx}	Приймаємо ($t_{ucx} = 5\text{ °С}$ – зимою, $t_{ucx} = 15\text{ °С}$ – літом)	°С	5	5	5	15
Витіки води із тепломережі	G_{ym}^{TC}	Для I-III режимів: $G_{ym}^{TC}=0,15 \cdot Q_{max}$; для IV режимі: $G_{ym}^{TC}=0,05 \cdot Q_{max}$	т/год	195	195	195	65
Сумарна витрата підж. води	G_{nodn}^{TC}	$G_{nodn}^{TC}=G_{ym}^{TC}$	т/год	195	195	195	65
Теплова втрата з витіками з тепломережі	Q_{ym}^{TC}	$Q_{ym}^{TC}=G_{ym}^{TC} C_p (t_{mc}^{cp} - t_{ucx})/3600$	МВт	25,65	17,11	15,22	3,25
Тепло, що вноситься с піджив. водою	Q_{nodn}^{TC}	$Q_{nodn}^{TC}=G_{nodn}^{TC} C_p (t_{XBO} - t_{ucx})/3600$	МВт	5,67	5,67	5,67	1,13
Сумарне теплофікаційне навантаження ТЕЦ (мережних підігрівачів та ПВК)	$Q_{TЭЦ}$	$Q_{TЭЦ}=Q_{mc} + Q_{ym}^{TC} - Q_{nodn}^{TC}$	МВт	1167,0	923,82	820,53	193,22
Витрата мережної води	G_{ce}	$G_{ce}=3600 \cdot Q_{TЭЦ} / [C_p(t_{nod} - t_{obr})]$	т/год	14176,3	16313,9	16893,8	5533,7
Розрахунок турбоустановок							
Середня витрата технологічної пари 1,4 МПа від турбіни типу Р	D_n^P		т/год	640,0	640,0	640,0	640,0
Сумарна витрата технологічної пари 1,4 МПа від турбіни типу Р	ΣD_n^P	$\Sigma D_n^P = n_P \cdot D_n^P$	т/год	1280,0	1280,0	1280,0	1213,0
Сумарна витрата технологічної пари 1,4 МПа від турбіни типу Р на підігрівач	$D_{n\sigma}^P$	$D_{n\sigma}^P = \Sigma D_n^P - D_n^P$	т/год	640,0	640,0	640,0	573,0
Теплофікаційна потужність підігрівача	$Q_{ПБ}$	$Q_{ПБ}=0,755 \cdot D_{n\sigma}^P$	МВт	483,2	483,2	483,2	432,6
Середня витрата гострої пари на турбіну типу Р	D_0^P	Витрата пари знаходиться по витратній характеристиці турбіни	т/год	760,0	760,0	760,0	742,0

Продовження додатка 1 – Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

1	2	3	4	5	6	7	8
Сумарна витрата гострої пари на турбіну типу Р	ΣD_0^P	$\Sigma D_0^P = n_P \cdot D_0^P$	т/год	1520,0	1520,0	1520,0	1484,0
Середня електрична потужність турбіни типу Р	N_9^P	$N_9^P = f(D_0^P)$ – по діаграмі режимів	МВт	102,0	102,0	102,0	100,0
Сумарна електрична потужність турбіни типу Р	ΣN_9^P	$\Sigma N_9^P = n_P \cdot N_9^P$	МВт	202,0	202,0	202,0	200,0
Середнє теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбини Т	Q_{cn}^T		МВт	185,50	192,00	314	0,00
Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбини Т	ΣQ_{cn}^T	$\Sigma Q_{cn}^T = n_T \cdot Q_{cn}^T$	МВт	371,00	192,00	628,00	0,00
Середня витрата гострої пари на турбіну типу Т	D_0^T	По діаграмі режимів	т/год	732,0	754,0	720,0	658,0
Сумарна витрата гострої пари на турбіну типу Т	ΣD_0^T	$\Sigma D_0^T = n_T \cdot D_0^T$	т/год	1464,0	1508,0	1420,0	1316,0
Середня електрична потужність турбіни типу Т	N_9^T	По діаграмі режимів	МВт	99,00	102,00	100,00	120,00
Сумарна електрична потужність турбіни типу Т	ΣN_9^T	$\Sigma N_9^T = n_T \cdot N_9^T$	МВт	198,00	204,00	200,00	240,00
Сумарні витрати пари на турбини	ΣD_0	$\Sigma D_0 = \Sigma D_0^P + \Sigma D_0^T$	т/год	2984,0	3028,0	2940,0	2800,0
Сумарна електрична потужність турбин	ΣN_9	$\Sigma N_9 = \Sigma N_9^P + \Sigma N_9^T$	МВт	400,00	406,00	202,00	440,00
Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбин Т та ПТ	ΣQ_{cn}	$\Sigma Q_{cn} = \Sigma Q_{cn}^T$	МВт	371,00	192,00	628,00	0,00
Сумарне теплофікаційне навантаження пікових водогрійних котлів	$Q_{ПВК}$	$Q_{ПВК} = Q_{ТЭЦ} - \Sigma Q_{cn}$	МВт	779,00	958,0	522,0	1150
Сумарне паропроодуктивність енергетичних котлів	$\Sigma D_{ЭК}$	$\Sigma D_{ЭК} = \Sigma D_0 + G_{ум} + D_{с.н.}$	т/год	2950,3	2528,1	2946,8	2651,6
Сумарні витрати підж. води енергетичних котлів	$\Sigma D_{нс}$	$\Sigma D_{нс} = \Sigma D_{ЭК} + D_{прод}$	т/год	2988,1	2561,7	2984,6	2689,4

Продовження додатка 1 – Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

1	2	3	4	5	6	7	8
Енергетичні показники ТЕЦ							
Повні сумарні витрати тепла	ΣQ_{TV}	$\Sigma Q_{TV} = [\Sigma D_0(h_0 - h_{n6}) + (D^{ПВП-0,12} + D^{Д-0,12}) \cdot h^{0,12} + D^{ПВП-0,6} h^{0,6} + D_{мх}^{1,4} h^{1,4} + G_{к.н.} C_p(t_{к.н.} - t_{к.н.}^{ОКП}) / 3600,$ де $h^{1,4} = 2970$ кДж/кг; при $p_0 = 13$ МПа: $h_0 = 3520$ кДж/кг, $h_{n6} = 1010$ кДж/кг; $\Sigma D_{вн} \approx 0,83 \cdot \Sigma D_0$	МВт	2041,91	1749,97	2038,46	1830,76
Витрата тепла на виробничих споживачів	ΣQ_n	$\Sigma Q_n = [D_n \cdot h_n - C_p \cdot G_{о.к.} \cdot t_{ок} - C_p \cdot \Delta G_{о.к.} \cdot t_{ХОВ}] / 3600$, где $h_n \approx 2970$ кДж/кг	МВт	1014,87	1014,87	1014,87	1014,87
Сумарна витрата тепла на зовнішніх споживачів	$\Sigma Q_{вн}$	$\Sigma Q_{вн} = \Sigma Q_n + \Sigma Q_{сн}$	МВт	1167,38	1048,45	1245,75	964,56
Витрата тепла на турбоустановки по виробництву електроенергії	$\Sigma Q_{TV}^{\text{э}}$	$\Sigma Q_{TV}^{\text{э}} = \Sigma Q_{TV} - \Sigma Q_{вн} - [G_{ум} + G_{кн}] \cdot (h_{n6} - C_p \cdot t_{ХВО}) / 3600$	МВт	638,91	527,88	378,46	798,76
ККД турбоустановок по виробництву електроенергії	$\eta_{TV}^{\text{э}}$	$\eta_{TV}^{\text{э}} = \Sigma N_{\text{э}} / \Sigma Q_{TV}^{\text{э}}$	–	0,631	0,600	1,070	0,541
Питома витрата тепла на виробництво електроенергії	$q_{TV}^{\text{э}}$	$q_{TV}^{\text{э}} = 1 / \eta_{TV}^{\text{э}}$	–	1,5846	1,6663	0,9345	1,8490
		$q_{TV}^{\text{э}} = 3600 / \eta_{TV}^{\text{э}}$	кДж/кВт·ч	5704,5	5998,6	3364,1	6656,4
Теплове навантаження енергетичних котлів	$\Sigma Q_{ЭК}$	$\Sigma Q_{ЭК} = [\Sigma D_{ЭК}(h_{nn} - h_{n6}) + D_{прод}(h_{прод} - h_{n6})] / 3600$, де $h_{прод} = 1600$ кДж/кг, $h_{nn} = h_0 + 5$ кДж/кг	МВт	2067,32	1771,66	2064,83	1858,66
ККД трубопроводів	η_{mp}	$\eta_{mp} = \Sigma Q_{TV} / \Sigma Q_{ЭК}$	–	0,968	0,968	0,967	0,965
ККД ТЕЦ по виробництву електроенергії	$\eta_{\text{ЭЦ}}^{\text{э}}$	$\eta_{\text{ЭЦ}}^{\text{э}} = \eta_{TV}^{\text{э}} \eta_{mp} \eta_{ЭК}$, де $\eta_{ЭК}$ – ККД енергетичних котлов (для твердого палива – 0,86...0,90)	–	0,538	0,511	0,911	0,459
ККД ТЕЦ по виробництву і відпуску тепла на опалення, вентиляцію та ГВП	$\eta_{\text{ЭЦ}}^T$	$\eta_{\text{ЭЦ}}^T = \eta_{ТФ} \eta_{mp} \eta_{ЭК}$, де $\eta_{ТФ}$ – ККД теплофікаційної установки ($\eta_{ТФ} = 0,99 \dots 0,995$)	–	0,843	0,843	0,843	0,841
Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії	$b_y^{\text{э}}$	$b_y^{\text{э}} = 123 / \eta_{\text{ЭЦ}}^{\text{э}}$	г/кВт·год	328,82	340,60	235,00	367,73
Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії і відпуск теплової енергії	b_y^T	$b_y^T = 34,1 / \eta_{\text{ЭЦ}}^T$	кг/ГДж	40,44	40,44	40,46	40,55