

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики
Кафедра теплової та альтернативної енергетики

«На правах рукопису»
УДК 504.536.7

До захисту допущено:

Завідувачка кафедри

Ольга ЧЕРНОУСЕНКО

(Власне ім'я, ПРИЗВИЩЕ)

“ _____ ” _____ 2025 р.

**Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра
за освітньо-науковою програмою
«Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій»
зі спеціальності 144«Теплоенергетика»**

**на тему: «Методи підвищення ефективності використання енергоресурсів
та зниження негативного впливу на навколишнє середовище»**

Виконав: студент II курсу, групи ТУ-31мн

Даніїл КОСТИРЯ

(Власне ім'я, ПРИЗВИЩЕ)

(підпис)

Науковий керівник доцент, канд. техн. наук, доцент

(Посада, науковий ступінь, вчене звання)

Олександр БАРАНЮК

(Власне ім'я, ПРИЗВИЩЕ)

(підпис)

Консультант

(назва розділу)

(Посада, науковий ступінь, вчене звання)

(Власне ім'я, ПРИЗВИЩЕ)

(підпис)

Рецензент

(Посада, науковий ступінь, вчене звання, власне ім'я, ПРИЗВИЩЕ)

(підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.

Студент

(підпис)

Науковий керівник

(підпис)

Київ – 2025 року

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики

Кафедра теплової та альтернативної енергетики

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність 144 «Теплоенергетика»

Освітньо-наукова програма

«Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувачка

кафедри

_____ Ольга ЧЕРНОУСЕНКО

(підпис)

(Власне ім'я,

ПРИЗВИЩЕ)

“ ____ ” _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Даніїлу Костири^(Ім'я, прізвище)

1. Тема дисертації «Методи підвищення ефективності використання енергоресурсів та зниження негативного впливу на навколишнє середовище»,

науковий керівник дисертації Олександр Баранюк, доцент, канд. техн. наук
(Ім'я, прізвище, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «18» березня 2024 р. № 1168-с

2. Термін подання студентом дисертації 16.05.25 р.

3. Об'єкт дослідження терлогенеруюче обладнання Київської ТЕЦ-5

4. Предмет дослідження: Енергетичні ресурси та їх вплив на навколишнє середовище.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити

1) виконати вибір основного і допоміжного обладнання ТЕЦ;

2) обґрунтувати модернізацію існуючих пальників і розробити конструкцію пальника для модернізації;

3) модернізувати котлоагрегати шляхом зміни розміщення і модернізації пальників;

4) оптимізувати режими роботи теплоенергуючого обладнання Київської ТЕЦ-5;

5) виконати розрахунок теплової схеми ТЕЦ і модернізувати генплан ТЕЦ;

6) надати рекомендації щодо модернізації ротора турбіни К-300-240 та розробити її теплову схему;

7) запропонувати методи зменшення викидів NO_x в топках парових енергетичних котлів;

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1) Теплова схема турбіни К-300-240;

2) Схеми положення пальників в котлах ТГМ-96-А та ПТВМ-180;

3) Графік ефективності уловлювання циклону і швелеркового сепаратора в залежності від розміру частинок;

7. Дата видачі завдання 17.03.25 р.

Календарний план

Ч. ч	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примі тка
1	Вибір основного і допоміжного обладнання ТЕЦ	22.03.25 р.	
2	Модернізація існуючих пальників і розробка конструкцій пальника для модернізації	02.04.25 р.	
	Модернізація котлоагрегатів шляхом зміни і модернізації пальників	07.04.25 р.	
	Оптимізація режимів роботи теплоенергуючого обладнання Київської		
	ТЕЦ-5	20.04.25 р.	
	Розрахунок теплової схеми ТЕЦ і модернізація генплану ТЕЦ	27.04.25 р.	
	Рекомендації щодо модернізації ротора К-300-240 та розробка її теплової схеми	04.05.25 р.	
	Методи зменшення викидів NO _x в топках парових енергетичних котлів	12.05.25 р.	
	Оформлення та подання дисертації	16.05.25 р.	

Студент

_____ (підпис)

Данііл КОСТИРЯ

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Науковий керівник

(підпис)

Олександр БАРАНЮК

_____ (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

АНОТАЦІЯ

Магістерська дисертація на здобуття ступеня магістра за освітньо-науковою програмою підготовки на тему: «Методи підвищення ефективності використання енергоресурсів та зниження негативного впливу на навколишнє середовище»: 124 с., 18 рис., 14 табл., 57 джерел.

Проведено аналіз стану обладнання теплових електростанцій України з метою оцінки можливості впровадження нових мало- та середньозатратних енергозберігаючих технологій. Встановлено, що понад 92% українських електростанцій вичерпали свій робочий ресурс, а їх обладнання не відповідає сучасним світовим стандартам за енергетичними, екологічними та економічними показниками, що обумовлює необхідність модернізації або реконструкції.

Мета даної роботи полягає в оцінці доцільності використання новітніх енергозберігаючих технологій на діючих ТЕС України.

Методика дослідження охоплює аналіз технічного стану діючих ТЕС з урахуванням міжнародного досвіду модернізації, а також порівняльну оцінку характеристик обладнання до і після впровадження енергоощадних рішень. Обраний напрям відповідає державній програмі реформування, модернізації та розвитку енергетики України (розпорядження КМУ від 03.09.2003 №4094).

Об'єктом дослідження є теплова енергетика України, зокрема теплові електростанції, а предметом — характеристики обладнання та параметри його роботи, які впливають на загальні показники ТЕС: енергетичні, екологічні, економічні.

У роботі застосовано порівняльні аналітичні методи, що враховують результати модернізації в інших країнах.

Наукова новизна полягає у формуванні рекомендацій щодо адаптації сучасних енергозберігаючих технологій до умов ТЕС України, незалежно від типу використовуваного палива.

Практичне значення роботи полягає в узагальненні світового досвіду модернізації енергетичного обладнання для його подальшого застосування на українських електростанціях.

Ключові слова: турбіна, котел, пальник, водопідготовка, паливо, екологія, осмос, пилоподача.

SUMMARY

Master's thesis for obtaining a Master's degree in the educational and scientific program on the topic: "Methods for Improving the Efficiency of Energy Resource Use and Reducing Negative Environmental Impact": 124 p., 18 figures, 14 tables, 57 references. An analysis of the state of equipment at thermal power plants (TPPs) in Ukraine has been conducted to assess the possibility of implementing new low- and medium-cost energy-saving technologies. It has been established that more than 92% of Ukrainian power plants have exhausted their operational lifespan, and their equipment does not meet modern global standards in terms of energy, environmental, and economic performance, which necessitates modernization or reconstruction.

The aim of this work is to assess the feasibility of using modern energy-saving technologies at existing TPPs in Ukraine.

The research methodology includes analyzing the technical condition of operating TPPs, taking into account international modernization experience, as well as a comparative evaluation of equipment characteristics before and after the implementation of energy-saving solutions. The chosen direction corresponds to the state program for reforming, modernizing, and developing Ukraine's energy sector (Cabinet of Ministers of Ukraine Resolution No. 4094 of September 3, 2003).

The object of the research is Ukraine's thermal energy sector, specifically thermal power plants, and the subject is the characteristics of equipment and its operational parameters that affect the overall performance indicators of TPPs: energy, environmental, and economic.

Comparative analytical methods were used in the work, taking into account the results of modernization in other countries.

The scientific novelty lies in the formulation of recommendations for adapting modern energy-saving technologies to the conditions of TPPs in Ukraine, regardless of the type of fuel used.

The practical significance of the work lies in summarizing the global experience of modernization of energy equipment for its further application at Ukrainian power plants.

Keywords: turbine, boiler, burner, water treatment, fuel, ecology, osmosis, dust feeding.

ЗМІСТ

Перелік умовних позначень, скорочень, термінів.....	9
Вступ.....	12
1 Засоби модернізації елементів турбоустановок типу К-200-130 та Е-300-240 для підвищення їх енергоефективності.....	14
1.1 Енергозберігаючі технології при модернізації котлоагрегатів ТЕС.	16
1.2 Технологія водопідготовки на ТЕС.....	17
1.3 Метод зворотного осмосу.....	18
1.4 Висновки за розділом 1.....	24
2 Модернізація існуючих пальників і розробка конструкцій пальника для модернізації.....	26
2.1 Ескізний проєкт пальника ступеневого спалювання газу до котла ТП-170 (ЦКБ-ВТІ-ІГ).....	27
2.2 Висновки за розділом 2.....	35
3 Модернізація котлоагрегатів шляхом зміни і модернізації пальників.....	37
3.1 Переведення котла ТП-100 на тверде шлаковидалення з установкою «плечової» топки	38
3.2 Застосування котлів з ЦКШ на ТЕС України.....	54
3.3 Технології паливо підготовки та пилеподачі на ТЕС	73
3.4 Висновки за розділом 3.....	79
4 Оптимізація режимів роботи теплогенеруючого обладнання Київської ТЕЦ-5.....	81
4.1 Проведення оптимізаційних робіт.....	81
4.2 Висновки за розділом 4.....	86
5 Зменшення викидів NO _x в топках парових енергетичних котлів при спалюванні газу.....	87
5.1 Розрахункові залежності.....	87
5.2 Результати розрахунків	92

5.3 Висновки за розділом 5.....	100
6. Рекомендації щодо модернізації ротора турбіни К-300-240 та розробка її теплової схеми	102
6.1 Засоби модернізації елементів турбоустановок типу К-200-130 та Е-300-240 для підвищення їх енергоефективності	103
6.2 Модернізація надбандажних ущільнень ЦВТ і ЦСТ турбін.....	103
6.3 Удосконалення системи кінцевих ущільнень.....	104
6.4 Організація нерегульованих теплофікаційних відборів пари турбін	107
6.5 Розробка системи примусового повітряного розхолодження турбоустановки.....	109
6.6 Удосконалення дренажно-продувочної системи.....	109
6.7 Висновки за розділом 6.....	110
7 Зменшення викидів NO _x в топках парових енергетичних котлів при спалюванні газу.....	112
7.1 Формування оксидів азоту на ТЕС.....	113
7.2 Напрямки зниження викидів оксидів азоту.....	115
7.3 Висновки за розділом 7.....	117
Висновки	119
Список використаної літератури.....	120
Додаток А Перевірка магістерської дисертації на академічну добросесність.....	124

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

L – довжина;

T - температура;

V – об’єм;

F - функція;

K - коефіцієнт;

Q – потужність теплового навантаження турбін;

n – кількість однакових турбін;

α – коефіцієнт надлишку повітря;

β – коефіцієнт об’ємного розширення;

d – діаметр;

B – витрата газу;

R — чисельність;

H — норма амортизації для будівель і споруд;

W — позначення електроенергії

ІНДЕКСИ НИЖНІ

бс — балансовий;

вн — внутрішній;

вр — виробничий;

гвп — гаряче водопостачання;

е — експлуатаційний;

з.п. — фонд заробітної плати експлуатаційного персоналу;

зовн — зовнішній;

зим — зимовий;

кот — котельне обладнання;

літ — літній;

max — максимальний;
об — обладнання;
ппр — паливоприготування;
р — робочий;
рв — розрахункове навантаження;
рец — рециркуляція;
ф — факел;
цн — цехове навантаження.

СКОРОЧЕННЯ

БЗУ - блочно-знесолююче устаткування
БН - бустерний насос
ВМП - верхній мережний підігрівач
НМП - нижній мережний підігрівач
ГВП - гаряче водопостачання
ГДК - гранично допустима концентрація
ЖЕН - живильний електричний насос
ЗН - зливний насос
ККД - коефіцієнт корисної дії
КН - конденсатний насос
МН - мережний насос
НКВР - нейтрально-кисневий водний режим
ОД - охолоджувач дренажу
ОП - охолоджувач пари
ОУ - охолоджувач ущільнень
ПВК - піковий водогрійний котел
ПК - паровий котел
ПНТ - підігрівач низького тиску
ПВТ - підігрівач високого тиску

ПТЕ - правила технічної експлуатації

РОУ - редуційно-охолоджувальна установка

СП - сальниковий підігрівач

ТЕС - теплова електрична станція

ТЕЦ - теплоелектроцентрально

ХВО - хімводоочисна

УЗО - установка зворотного осмосу

ЦВТ - циліндр високого тиску

ЦНТ - циліндр низького тиску

ЦСТ - циліндр середнього тиску

ЦКШ - циркулюючий киплячий шар

ВСТУП

Рівень розвитку енергетичної галузі безпосередньо впливає на стан економіки держави, вирішення соціальних проблем та загальний рівень життя населення. Іншими словами, чим ефективніше функціонує енергетичний сектор, тим стабільнішою є економічна, соціальна та політична ситуація в країні. У зв'язку з цим у 2005 році була розроблена «Енергетична стратегія України на період до 2030 року». Згідно з цим документом, передбачалося зменшити енергоємність валового внутрішнього продукту з 0,89 кг умовного палива на 1 долар США до 0,41 кг. Основними шляхами досягнення цієї мети визначались модернізація наявного енергетичного обладнання, впровадження енергоощадних технологій, а також зменшення залежності від імпорту російського природного газу шляхом збільшення внутрішнього видобутку вугілля.

Останній аспект мав не лише техніко-економічне, а й геополітичне значення, оскільки зменшення енергетичної залежності від зовнішніх джерел, зокрема від Росії, розглядалось як один із ключових факторів зміцнення енергетичної безпеки України [1].

Попри початкову підтримку, вже у 2006 році з'явилися публікації, що критично оцінювали основні положення цієї стратегії. Автори наголошували на некоректності окремих прогностичних показників, зокрема недостатній увазі до розвитку відновлюваних джерел енергії та альтернативної енергетики. Було висловлено припущення, що ряд цілей і параметрів документа штучно «підігнані» під концепцію пріоритетного розвитку атомної енергетики, що, своєю чергою, зумовило упереджений підхід до довгострокового планування [2]. Як результат, документ був відправлений на доопрацювання та перегляд ключових орієнтирів.

У межах даної роботи розглянуто окремі практичні заходи з енергозбереження для теплових електростанцій (ТЕЦ). Зважаючи на те, що більшість ТЕЦ в Україні функціонують на умовах самофінансування,

питання впровадження сучасного енергозберігаючого обладнання пов'язане з потребою залучення зовнішніх інвестицій або оптимізації внутрішніх витрат. Тому доцільно розпочинати з мало- та середньозатратних технологій, які можуть забезпечити відчутний економічний ефект без значних початкових вкладень. У першу чергу рекомендовано модернізувати застарілі агрегати, автоматизувати системи управління, а також провести енергоаудит із метою виявлення найбільш енерговитратних вузлів. Подальші кроки можуть включати комплексну оптимізацію роботи всієї електростанції та поступове технічне переоснащення.

Таким чином, удосконалення ТЕЦ через впровадження енергоощадних заходів має стати одним із головних напрямів на шляху до підвищення енергоефективності національної економіки та забезпечення сталого розвитку енергетики України.

1 ВИБІР ОСНОВНОГО ТА ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ

Процес вибору основного та допоміжного обладнання для теплоелектроцентралі, зокрема ТЕЦ-5, є відповідальним етапом проєктування і модернізації станції. Цей вибір визначається низкою технічних, економічних та екологічних факторів. Найважливішими серед них є вид і якість палива, встановлена та розрахункова потужність енергоблоку, режими навантаження, параметри відбору тепла для потреб споживачів, а також вимоги до ефективності виробництва електроенергії та дотримання екологічних стандартів.

Для таких крупних об'єктів, як ТЕЦ-5 у Києві, доцільним є застосування високопродуктивного обладнання, здатного забезпечити когенераційний режим роботи — одночасне виробництво теплової та електричної енергії. Це дозволяє максимально ефективно використовувати паливо, досягаючи загального коефіцієнта корисної дії понад 80%. У сучасних умовах дедалі частіше використовуються парогазові технології, які забезпечують ще вищий ККД (до 55–60% лише за електричною енергією), завдяки комбінованому циклу: спочатку електроенергія виробляється газовою турбіною, а потім теплота від її вихлопних газів використовується для генерації пари в котлі-утилізаторі.

Основне обладнання ТЕЦ-5 включає парові котлоагрегати високого тиску, які забезпечують генерацію пари для турбін, а також паротурбінні установки, які виробляють електроенергію. Залежно від характеру теплового навантаження, встановлюють або теплофікаційні турбіни з можливістю відбору пари для системи опалення та гарячого водопостачання, або конденсаційні турбіни, якщо тепла енергія не використовується. У деяких випадках застосовують турбіни змішаного типу, що дозволяє гнучко регулювати енергетичний баланс.

Допоміжне обладнання відіграє не менш важливу роль, забезпечуючи надійну і безпечну роботу всієї системи. До нього належать установки

підготовки води, системи дозування реагентів, живильні та циркуляційні насоси, теплообмінники, мережеві підігрівачі, а також системи подачі палива і золовидалення. Важливою частиною є обладнання для очищення димових газів — електрофільтри, рукавні фільтри, установки хімічного очищення викидів. З огляду на екологічні вимоги, особливу увагу приділяють системам деноксидації (DeNO_x) та десульфуризації (DeSO_x) викидів.

Окремо слід виділити системи автоматизованого керування та контролю, до яких входять центральні й місцеві щити керування, цифрові системи моніторингу стану обладнання, а також диспетчерські системи управління режимами навантаження. Завдяки автоматизації забезпечується своєчасне реагування на зміни в роботі агрегатів, зменшується кількість людських помилок і підвищується загальна безпечність експлуатації.

При виборі котлоагрегатів для ТЕЦ-5 важливо враховувати їх теплотехнічні характеристики, зокрема тиск і температуру пари, теплову продуктивність, ефективність теплообміну та конструктивну стійкість до шлакування й корозії. Найбільш поширеними є барабанні котли типу ТГМ-96А, які показали хорошу надійність у тривалій експлуатації. У разі модернізації доцільно розглядати варіанти переходу на котли з циркулюючим киплячим шаром або котли-утилізатори для парогазових установок, що мають вищу ефективність спалювання й нижчі рівні викидів.

Що стосується електротехнічної частини, то важливим компонентом є синхронні генератори, які мають високий ККД та здатність до стабільної роботи при змінних навантаженнях. До них додаються системи збудження, захисту, синхронізації та автоматичного введення в роботу. Важливо забезпечити стійкість генераторів до коротких замикань і перепадів напруги в мережі. Для зменшення втрат енергії використовують трансформатори з високоякісною магнітопровідністю та надійною ізоляцією.

Крім того, необхідно приділяти увагу енергоощадним системам внутрішнього енергозабезпечення, таким як рекуперація теплоти від

змащувальних систем, дренажів і відпрацьованої пари. Все частіше на ТЕЦ встановлюють частотно-регульовані електроприводи, що забезпечують зниження споживання електроенергії обладнанням власних потреб. Застосування сучасного програмного забезпечення для моделювання та управління процесами дозволяє в реальному часі оптимізувати режими роботи станції та швидко реагувати на зміни в енергетичному балансі.

Таким чином, при виборі устаткування для ТЕЦ-5 потрібно враховувати не лише продуктивність і надійність кожного елемента, а й здатність усього комплексу працювати в умовах змінного навантаження, забезпечувати стабільне теплопостачання, відповідати сучасним екологічним нормам і бути економічно доцільним протягом усього життєвого циклу.

1.1 Енергозберігаючі технології при модернізації котлоагрегатів ТЕС

Модернізація котлоагрегатів на теплових електростанціях (ТЕС) є важливим напрямом підвищення енергоефективності та зменшення витрат палива. В умовах зростання цін на енергоносії та жорсткішання екологічних вимог використання енергозберігаючих технологій дозволяє значно підвищити економічні та екологічні показники роботи станції.

Одним із найефективніших методів є встановлення економайзерів і повітропідігрівачів, які дозволяють повторно використовувати теплоту відхідних газів для підігріву живильної води або повітря, що подається в топку. Це знижує витрати палива та підвищує загальний ККД котлоагрегату. Також широко застосовуються паливно-спалювальні системи з автоматичним регулюванням подачі палива та повітря, що оптимізує горіння і зменшує надлишок повітря.

Значний ефект дає впровадження частотного регулювання електроприводів вентиляторів і насосів, що дозволяє скоротити споживання електроенергії на власні потреби. Крім того, модернізація може передбачати

перехід на низькоемісійні пальники, що знижують утворення оксидів азоту (NO_x) при згорянні палива.

Серед сучасних рішень — також інтеграція систем контролю горіння та діагностики стану обладнання на основі цифрових технологій, що дозволяє в режимі реального часу коригувати режими роботи для досягнення найвищої ефективності.

1.2 Технологія водопідготовки на ТЕС

Вода є ключовим елементом у більшості технологічних процесів, що відбуваються на теплових електростанціях (ТЕС), і від її якості безпосередньо залежить ефективність роботи обладнання. Підготовка питної та технічної води на ТЕС суттєво відрізняється від водопідготовки в інших галузях хімії: обробка здійснюється з великими об'ємами при вкрай низькій концентрації розчинених домішок. Це обумовлює потребу в габаритному обладнанні та застосуванні високоточного очищення. На ТЕС використовують як фізико-хімічні, так і суто хімічні методи водоочищення. Існує широкий спектр технологій, які спрямовані на поліпшення органолептичних властивостей води (наприклад, освітлення, знебарвлення, дезодорація), забезпечення її санітарної безпеки (через хлорування, озонування, УФ-обробку) та кондиціонування мінерального складу (включаючи фторування, деманганацію, іонний обмін, знесолення чи пом'якшення). Вибір конкретного методу очищення залежить, зокрема, від типу домішок і складу розчинених солей.

Метод обробки води обирають на основі попереднього вивчення складу і властивостей води джерела, яке використовується, і їх співставлення з вимогами споживача.

Далі більш детально буде розглянутий метод зворотного осмосу, який є одним з найефективніших способів знесолення води на ТЕС.

1.3 *Метод зворотного осмосу*

Зворотно осмотичний метод ґрунтується на наступному явищі. Якщо в резервуар між прісною і солоною водою помістити напівпроникну перегородку, що здатна пропускати воду і затримувати гідратовані іони розчинних у воді солей, то можна спостерігати як прісна вода починає надходити у відсік з солоною водою. Перетікання води відбувається у наслідок різниці концентрацій рідин з обох сторін перегородки. Через деякий час рівень прісної води стане помітно нижчим від рівня солоного розчину. Різниця рівнів після встановленої рівноваги характеризує осмотичний тиск розчиненої речовини. Процес мимовільного перетікання менш концентрованого розчину у більш концентрований через напівпроникну перегородку називають осмосом. Якщо створювати в солоному розчині тиск вищий за осмотичний, то виникає перетікання молекул води в напрямку, зворотному її природному руху, тобто вода із розчину починає перетікати через перегородку в прісну воду. Цей процес відомий під назвою зворотній осмос [25].

Напівпроникна перегородка підбирається таким чином, щоб через її пори могли проходити молекули води, але не проникали іони солей, розчинені в солоній воді. Оскільки іони солей приблизно у 1,5 раза більші за молекули води, технічно це цілком можливо реалізувати. Завдяки тому, що молекули води здатні проходити крізь пори, занадто вузькі для іонів солей, таке явище ще називають гіперфільтрацією (сверхфільтрацією). Тому в науковій літературі метод знесолення води зворотним осмосом іноді описують як опріснення методом гіперфільтрації [25].

Зворотний осмос суттєво відрізняється від традиційного процесу фільтрування, який широко застосовується у водопідготовці та хімічній технології. Під час звичайної фільтрації, що використовується для очищення природних або стічних вод, які є гетерогенними системами, метою є

затримка зважених частинок із розмірами не менше 10 нм. Натомість зворотному осмосу піддають здебільшого гомогенні розчини — тобто справжні розчини, де домішки представлені у вигляді окремих молекул або іонів.

Ця принципова відмінність зумовлена не лише природою фільтруючого середовища, а й умовами проведення процесу. Мембрани, що використовуються у зворотному осмосі, мають значно менші пори, ніж матеріали звичайних фільтрів. Унаслідок цього при продавлюванні води через мембрану виникає значна втрата тиску, навіть якщо йдеться про дистильовану воду. Додатково до цього виникає ще одна протидіюча сила — різниця осмотичних тисків між початковим розчином і фільтратом, яка часто може бути співрозмірною з прикладеним робочим тиском.

Ще одна принципова відмінність полягає в тому, що у звичайній фільтрації затримані частинки накопичуються або на поверхні, або в товщі фільтрувального шару, який періодично замінюється чи промивається. У зворотному ж осмосі домішки не повинні сорбуватись на мембрані — інакше утворюється осад, що порушує ефективність процесу. Оскільки мембрана практично не утримує розчинені речовини за рахунок сорбції, їх необхідно постійно видаляти з поверхні. У протилежному випадку концентрація домішок поблизу мембрани зростає, що супроводжується підвищенням осмотичного тиску.

У разі ідеальної мембрани, коли осмотичний тиск дорівнює прикладеному, процес припиняється, оскільки зникає рушійна сила. Якщо ж затримання домішок неповне, їх накопичення біля поверхні може призвести до поступового проникнення у фільтрат. Рівновага встановлюється тоді, коли потоки солей до і від мембрани зрівнюються. Таким чином, якщо розчинені речовини не відводяться від поверхні напівпроникної мембрани, зворотний осмос не припиниться, проте концентрація домішок у фільтраті поступово наблизиться до концентрації у початковому розчині, що фактично нівелює

ефективність очищення [25].

1.3.1 Сучасні установки зворотного осмосу

На сьогоднішній день існує широкий вибір установок зворотного осмосу з доволі значним діапазоном продуктивності, починаючи від 10м²/год і закінчуючи установками з пропускною здатністю понад 500м²/год.

Установки зворотного осмосу (УЗО) на ТЕС застосовуються переважно у двох випадках: для підготовки води, що подається в тепломережі, та для отримання знесолоної води, яка використовується для живлення парових котлів.

Основне призначення УЗО — отримання частково знесолоної води із заданими якісними характеристиками. Вхідною водою для цих установок зазвичай слугує попередньо оброблена вода, яка пройшла етапи вапнування, коагуляції, механічної фільтрації та пом'якшення на натрій-катіонітових фільтрах.

Забруднення, що містяться в освітленій воді та підлягають видаленню в процесі зворотного осмосу, можуть бути як в істинно розчиненому стані, так і у вигляді завислих речовин із різним ступенем дисперсності.

Очищена вода після проходження через УЗО має відповідати нормативам якості, наведеним у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 — Норми якості пермеату після УЗО

Найменування	Одиниця вимірювання	Кількість
Загальна жорсткість	мкг-екв/л	-0,01
Хлориди (в перерахунку на Cl)	мкг/л	0,5
Питома електрична провідність	мкСм/см	320

До складу установки входять: 3 касетних (картриджних) фільтри (рис. 4.1), 3 зворотно-осмотичних модулі, станція хімічної промивки та блок

дозування антискаланта.

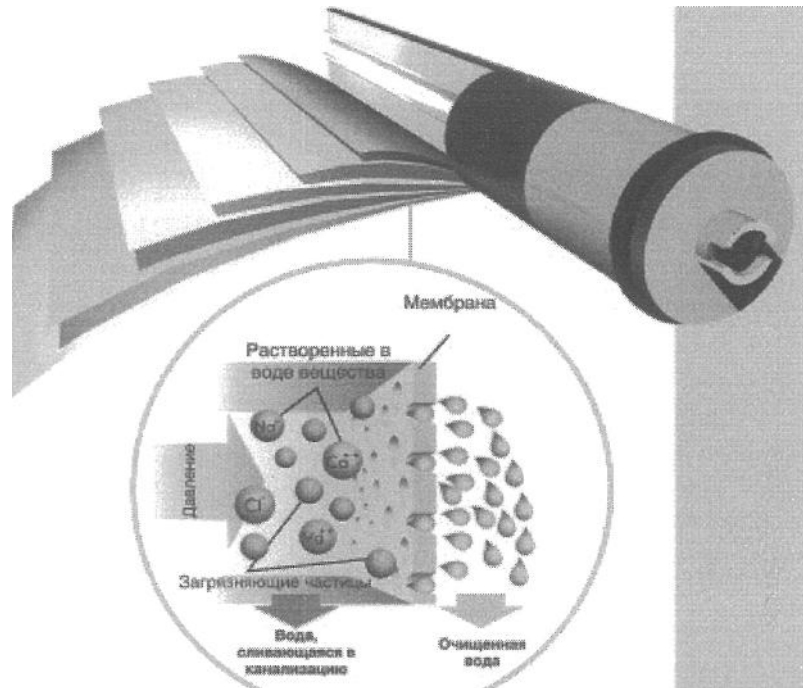


Рисунок 1.1 — Касетный фильтр с частичковой размоткой мембран

1.3.2 Застосування УЗО на Київській ТЕЦ-5

На Київській ТЕЦ-5 минулого року було впроваджено сучасну установку зворотного осмосу (УЗО) з максимальною продуктивністю близько 200 м³/год. Перелік основного обладнання УЗО та його технічні характеристики наведено в таблицях 1.2—1.4.

Установка зворотного осмосу (УЗО) на Київській ТЕЦ-5 складається з комплексу обладнання, що забезпечує високоефективне знесолення води. Основними елементами УЗО є картриджні фільтри, зворотноосмотичні модулі, ємності для реагентів та система керування. Картриджні фільтри у кількості трьох штук виконують функцію очищення води від завислих частинок, запобігаючи засміченню мембран, а також забезпечують ефективне змішування реагентів. Конструктивно це сталеві корпуси, розраховані на тиск до 10 кгс/см², обладнані манометрами, повітровідвідниками та пробовідбірниками. Зворотноосмотичні модулі, також у кількості трьох,

призначені для розділення потоку води на знесолений пермеат і концентрат.

Таблиця 1.2 — Апарати УЗО та їх технічні характеристики

Найменування	Касетний фільтр	Модуль зворотного осмосу	Касетний фільтр хімічної промивки
Кількість	3	3	1
Функціональне призначення	Захист мембран від механічних домішок; змішування реагентів	Отримання частково знесоленої води	Захист мембран від домішок, подача мийних реагентів
Оперативне найменування	КФ-1,2,3	RO-1,2,3	КФХП
Продуктивність, м ³ /год	45-50	45-50	45-50
Робочий тиск, кгс/см ²	3-6	8-15	6

Таблиця 1.3 — Насосне обладнання та його технічні характеристики

Характеристика	Насос-дозатор підкислення	Насос-дозатор антискаланта	Насос високого тиску	Насос хімічної промивки
Кількість, шт	2	2	3	1
Призначення	Дозування кислоти у вхідну воду	Дозування антискаланта	Створення тиску для УЗО	Подавання реагентів
Тип насоса	Плунжерний	Плунжерний	Центробіжний	Центробіжний
Продуктивність	25 л/год	1,86 л/год	85 м ³ /год	27 м ³ /год
Напір, м вод. ст.	10 бар	10 бар	98,8	31,6
Потужність двигуна, кВт	0.05	0.07	37	4

Таблиця 1.4 — Ємності та їх характеристики

Характеристика	Бак розчину антискаланта	Бак хімічної промивки
Кількість, шт	1	1
Призначення	Приготування та зберігання розчину антискаланта	Приготування та зберігання хімічних розчинів
Оперативне найменування	БРА	БХП
Об'єм, м ³	0,25	2,5
Робочий тиск	Атмосферний	Атмосферний

Кожен модуль має два ступені фільтрації: перший включає шість корпусів, другий — чотири, при цьому в кожному корпусі встановлено по п'ять мембран стандарту 8040. Робочі параметри контролюються за допомогою манометрів, ротаметрів та кондуктометрів.

До складу допоміжного обладнання входять ємності для реагентів: бак хімічної промивки об'ємом 2,5 м³ і бак антискаланта на 0,25 м³. Обидві ємності обладнані трубопроводами для дозування розчинів. Керування установкою здійснюється автоматизовано за допомогою шафи управління, програмованого логічного контролера (ПЛК), панелі оператора та автоматизованого робочого місця на базі персонального комп'ютера з впровадженою SCADA-системою. Зв'язок між ПК та контролером організований через Ethernet.

Принцип роботи УЗО полягає в наступному. Після попереднього освітлення, механічного очищення та натрій-катіонітної обробки, вода додатково фільтрується через картридж із розміром пор 5 мкм. Це дозволяє захистити мембрани від механічних домішок і забезпечити якісне

змішування дозованих реагентів, зокрема сірчаної кислоти (для регулювання рН у межах 7,5–8,0) та антискаланта (для запобігання осадженню слаборозчинних солей). Далі очищена вода надходить у зворотноосмотичні модулі, де за допомогою насосів високого тиску створюється робочий тиск у межах 8–15 кгс/см². Кожна установка має два ступені — шість і чотири корпуси відповідно — що дозволяє досягати сумарної продуктивності одного модуля 45 м³/год.

Одержаний пермеат із продуктивністю 45–50 м³/год із кожного модуля подається до баків частково знесолоної води, а концентрат у об'ємі 15–17 м³/год направляється до вузла підкислення №1. У разі одночасної роботи двох або трьох модулів продуктивність системи зростає до 150 м³/год при загальному відведенні концентрату до 50 м³/год [26].

Установка призначена для цілодобової роботи. УЗО повністю автоматизована система, яка потребує мінімального людського втручання. Завдяки загальній комп'ютеризації усіх елементів УЗО виключається можливість збою в роботі системи через людський фактор. За правильного використання і при вчасній зміні мембран і реагентів установка може пропрацювати десятки років, а окупитися менше ніж за два роки [26].

1.4 Висновки за розділом 1

В розділі було розглянуто сучасні підходи до підвищення ефективності роботи теплових електростанцій (ТЕС) через модернізацію котлоагрегатів та вдосконалення систем водопідготовки. Зокрема, модернізація передбачає впровадження енергозберігаючих технологій, таких як економайзери, повітропідігрівачі, частотне регулювання електроприводів і низькоемісійні пальники. Важливе значення має також цифрове керування процесами горіння.

Водопідготовка є критично важливою для ТЕС, і серед найефективніших методів очищення води виділяється зворотний осмос. Цей

метод дозволяє отримувати знесолену воду високої якості, що необхідна для живлення парових котлів та систем тепlopостачання. Детально описано фізико-хімічні основи зворотного осмосу, переваги перед звичайною фільтрацією, а також сучасні установки зворотного осмосу (УЗО), їх структура, принцип роботи та практичне застосування — зокрема, на прикладі Київської ТЕЦ-5.

Окрім технічних аспектів, модернізація ТЕС має також економічне та екологічне значення. Зменшення витрат палива, зниження викидів шкідливих речовин та підвищення коефіцієнта корисної дії (ККД) сприяють не лише економії ресурсів, а й зменшенню негативного впливу на довкілля. Упровадження нових технологій дозволяє ТЕС відповідати сучасним екологічним стандартам і вимогам Європейського Союзу щодо скорочення викидів парникових газів.

Важливо також зазначити, що ефективність впровадження таких рішень значною мірою залежить від кваліфікації персоналу та технічного обслуговування обладнання. Тому поряд із технічною модернізацією необхідно організовувати навчання працівників, оптимізувати експлуатаційні режими та впроваджувати системи моніторингу якості води та стану обладнання. Комплексний підхід до оновлення ТЕС забезпечує довготривалу та надійну роботу електростанцій в умовах сучасних викликів енергетичної галузі.

2 МОДЕРНІЗАЦІЯ ІСНУЮЧИХ ПАЛЬНИКІВ І РОЗРОБКА КОНСТРУКЦІЙ ПАЛЬНИКА ДЛЯ МОДЕРНІЗАЦІЇ

Один із ключових напрямів підвищення ефективності котлоагрегатів ТЕС — це модернізація пальникових пристроїв, оскільки саме пальник визначає ефективність згоряння палива, ступінь забруднення відхідних газів і економічність роботи котла. Сучасні підходи до модернізації пальників спрямовані як на зменшення викидів шкідливих речовин, так і на поліпшення характеристик горіння, зокрема стабільності факела, зменшення шлакування та нерівномірного розподілу тепла в топці.

Модернізація існуючих пальників передбачає, насамперед, встановлення низькоемісійних насадок, що забезпечують багатоступеневу подачу повітря й палива. Такі пальники зменшують утворення оксидів азоту (NO_x) завдяки зниженню температури горіння в окремих зонах та утворенню відновлювального середовища. Також використовуються регульовані конфузорні насадки, які дають змогу змінювати форму та напрямок факела відповідно до навантаження котла.

Розробка нових конструкцій пальників для модернізації включає застосування модульних систем, що дозволяють адаптувати пальник до різних типів палива (вугілля, мазут, природний газ або їхні суміші). У перспективних моделях також реалізується вентиляторна подача палива та повітря з регульованими лопатками, що забезпечує більш точний контроль процесу горіння.

Окремо варто згадати комбіновані пальники, здатні працювати з кількома видами палива, що дозволяє ТЕС бути гнучкішою до змін ринку енергоресурсів. Впровадження нових пальникових конструкцій відбувається паралельно з оновленням систем автоматичного керування та моніторингу параметрів горіння, що гарантує стабільну та ефективну роботу агрегатів.

2.1 Ескізний проєкт пальника ступеневого спалювання газу до котла ТП-170 (ЦКБ-ВТІ-ІГ)

На відміну від стандартного пальника ХФ ЦКБ-ВТІ, де газ подається через трубки Ø32 мм під кутом 45° у закручений повітряний потік, у новій конструкції газ вводиться через спеціальні профільовані сопла під кутом 90° до осі пальника у первинне повітря, а вторинне повітря надходить окремим прямим потоком за межами зони пікових температур — області інтенсивного утворення NO_x. Використання сопел із стійких до окислення металів забезпечує стабільність струменя газу впродовж експлуатації, а можливість регулювання вторинного повітря дає змогу керувати формою факела і зменшувати викиди оксидів азоту.

Вторинне повітря, що поступає по центральному каналу пальника ($V_2=0,20..0,25$ %), використовується для регулювання основних параметрів факела:

$$L_{\phi}, T_{\phi}, NO_x = f_1(V_2) = f_2(V_2/V), \quad (2.1)$$

де V_2 - кількість вторинного повітря.

Щоб подача вторинного повітря не впливала на об'єм первинного, діаметр його каналу має відповідати діаметру зони зворотних токів у пальнику. За результатами досліджень, проведених на стенді Інституту газу, було встановлено, що при ступені закручування потоку $g = 0,35$ повітря рухається по спіралі під кутом близько 30°, що дозволяє розрахувати необхідні геометричні параметри зони рециркуляції відповідно до конфігурації пальника (Рис. 2.1). [32]

За основу прийнятий існуючий внутрішній канал пальника діаметром $d_2=0,52$ м, який використаний для регульованого прямого підведення вторинного повітря.

1. Витрата природного газу на пальник.

Котел, оснащений шістьма пальниками ($n = 6$):

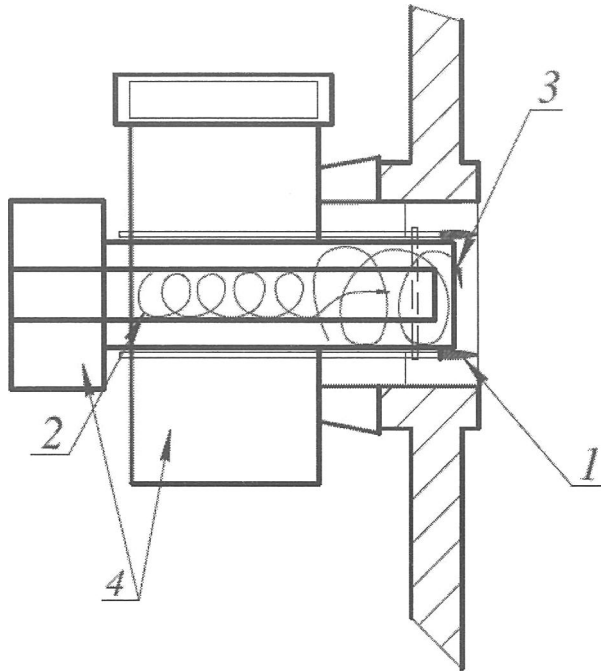
При продуктивності 170 т/год. пари витрата газу складає $\Sigma B = 13000$

м³/год.

Витрата газу на 1 пальник:

$$B = \frac{\Sigma B}{n}; \quad (2.2)$$

$$B = \frac{1300}{6} = 2166 \text{ м}^3/\text{ГОД.}$$



1 — газові струмені; 2 — первинне повітря; 3 — основне повітря; 4 — пристрій для закручення повітря по типу „равлика”

Рисунок 2.1 — Пальник ступеневого спалювання газу

Приймаємо $\beta_{сер} = 30^\circ$, а заповнення зони зворотних токів складає:

$$d_{зв.} \approx 0,5d \approx 0,5 \cdot 0,95 = 0,475 \text{ м}$$

2. Витрата повітря на котел:

Температура гарячого повітря становить $t_{г.п.} = 325^\circ\text{C}$. Загальна кількість повітря на котел:

$$V = B \cdot \alpha \cdot L_0 = B \cdot \alpha \cdot L_0 = \frac{t_{г.п.} + 273}{t_{х.п.} + 273} \quad (2.3)$$

де B — витрата газу, м³/год.;

α — коефіцієнт надлишку повітря;

L — теоретично необхідна кількість повітря для повного спалювання 1 м³ природного газу;

$t_{z.n.}$ і $t_{x.n.}$ — температура, відповідно, гарячого та холодного повітря,

$$V = 2166 \cdot 1,02 \cdot 9,5 \frac{325 + 273}{20 + 273} = 42836 \text{ м}^3/\text{год.}$$

1 Приймається коефіцієнт надлишку повітря:

первинного $\alpha_1 = 0,80$,

Вторинного $\alpha_2 = 0,22$

2 Кількість первинного повітря:

$$V_1 = 0,80 \cdot V \quad (2.4)$$

$$V_1 = 0,80 \cdot 42836 \approx 34269 \text{ м}^3/\text{год}$$

3 Кількість вторинного повітря:

$$V_2 = V - V_1 \quad (2.5)$$

$$V_2 = 42836 - 34269 = 8567 \text{ м}^3/\text{год}$$

4 Площа периферійного каналу пальника (для первинного повітря):

$$F_1 = \frac{\pi}{4} (d^2 - d_1^2) \quad (2.6)$$

$$F_1 = 0,785(0,95^2 - 0,52^2) = 0,496 \text{ м}^2$$

5 Швидкість руху первинного повітря по спіралі у периферійному каналі.

Кут підйому по спіралі за нашими експериментальними даними (Таблиця 2.1.) приймається $\beta \approx 30^\circ$.

Таблиця 2.2 - Кут підняття потоку при завитковому підведенні повітря

[29]

	0,600	0,450	0,350
$\beta, ^\circ$	33	31	29

$$W_1 = V_1 / (3600 \cdot F_1 \cdot \sin(\beta_{cp})) \quad (2.7)$$

$$W_1 = 34269 / (3600 \cdot 0,496 \cdot 0,5) = 38,3 \text{ м/с}$$

Площа каналу вторинного повітря:

$$F_2 = \frac{\pi}{4} d_1^2 \quad (2.8)$$

$$F_2 = 0,785 \cdot 0,52^2 = 0,212 \text{ м}^2$$

Приймаємо, що у центральному каналі потік повітря близький до прямолінійного. Швидкість вторинного повітря у центральному каналі пальника становить:

$$W^2 = 8567 / (3600 \cdot 0,212) = 11,2 \text{ м/с}$$

Для більш ефективного впливу вторинного повітря на полум'я треба підвищити швидкість його підведення до центральної частини факелу (за зоною максимальних температур). Тому згідно з дослідженнями інституту центральний канал подовжено за межі амбразури пальника. Він оснащений спеціальними соплами з конфузоровим із нержавіючої сталі.

Вихідна площа насадка має діаметр $d_a = 0,32 \text{ м}$

Площа виходу вторинного повітря:

$$F_3 = \pi \cdot (0,32)^2 / 4 = 0,080 \text{ м}^2$$

Швидкість витікання вторинного повітря в амбразуру пальника:

$$W_3 = 8567 / (3600 \cdot 0,080) = 29,7 \text{ м/с}$$

Подача газу в потік первинного повітря здійснюється через 24 спеціальних профільованих сопла, які встановлені на кінцях газорозподільних труб та мають калібровані отвори, що розміщені перпендикулярно до вісі потоку. Тиск газу біля пальника становить 16000 Па або 1600 мм вод. ст.

Швидкість газу в соплі:

$$W_r \approx \varphi \cdot \sqrt{\frac{2gP_r}{\gamma_r}} \quad (2.9)$$

$$W_r \approx 0,8 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 9,81 \cdot 1600}{0,72}} \approx 167 \text{ м/с}$$

Сумарна площа перетину сопел, необхідна для підведення газу:

$$\sum f_c = \frac{V_2 \cdot 10^6}{W_2 \cdot 3600} \quad (2.10)$$

$$\sum f_c = \frac{2166 \cdot 10^6}{167 \cdot 3600} = 3602 \text{ мм}^2$$

Приймаємо з конструктивних умов кількість сопел $n = 24$.

Площа отвору одного сопла:

$$f_c = \frac{\sum f_c}{n} f_c \quad (2.11)$$

$$f_c = \frac{3602}{24} = 150 \text{ мм}^2$$

Діаметр отвору сопла:

$$d_c = \sqrt{\frac{4f_c}{\pi}} \quad (2.12)$$

$$d_c = 0,8 \cdot \sqrt{\frac{4 \cdot 150}{3,714}} = 13,8 \approx 14 \text{ мм}$$

Далекобійність струменів природного газу:

$$h'_2 = d_2 \cdot k_s \cdot \frac{W_2}{W_p} \cdot \sqrt{\frac{\gamma_2}{\gamma_n}} \quad (2.13)$$

$$h'_2 = 14 \cdot 1,7 \cdot \frac{167}{38,3} \cdot \sqrt{\frac{0,73}{0,632}} = 110 \text{ мм.}$$

де ρ — питома вага повітря при температурі $t = 325^\circ\text{C}$:

$$\gamma_n = 1,29 \cdot \frac{20+273}{325+273} = 0,632 \text{ кг/м}^3$$

Діаметр струменю газу $D_{\text{стр}}$ на відстані h_1 від сопла:

$$D_{\text{стр}} = 0,75 \cdot h, \quad (2.14)$$

$$D_{\text{стр}} = 0,75 \cdot 110 = 83 \text{ мм}$$

Діаметр витоку струменів природного газу:

$$d_3 = d_2^{\text{ЗОВН}} + 2 \cdot d_{\text{г.розп.}}^{\text{ЗОВН}} \quad (2.15)$$

$$d_3 = 540 + 32 \cdot 2 = 604 \text{ мм}$$

де $d_2^{\text{зовн}}$ — зовнішній діаметр каналу вторинного повітря (540 мм),

а $d_{\text{г.розп.}}^{\text{зовн}}$ — зовнішній діаметр газорозподільних трубок (32 мм).

Ширина кільцевого каналу первинного повітря щодо зони розміщення газових струменів:

$$H = \frac{d-d_3}{2} \quad (2.16)$$

$$H = \frac{950 - 604}{2} = 173 \text{ мм}$$

Максимальне попадання газового струменю в канал первинного повітря:

$$S_l' = h_l + D_{\text{стр}}/2 \quad (2.17)$$

$$S_l' = 110 + 83/2 = 151,5 \text{ мм} < H = 173 \text{ мм}$$

Крок газорозподільних трубок по колу:

$$S_2 = \frac{\pi \cdot (d_2^{\text{зовн}} + d_{\text{г.розп.}}^{\text{зовн}})}{n} \quad (2.18)$$

$$S_2 = \frac{3,14 \cdot (540 + 32)}{24} \approx 74 \text{ мм}$$

Відстань між газорозподільними трубами: $l = 74 - 32 = 42 \text{ мм}$, що достатньо.

Крок газових струменів:

$$S_3 = \frac{\pi \cdot [d_2^{\text{зовн}} + 2(d_2^{\text{зовн}} + h'_r)]}{n} \quad (2.19)$$

$$S_3 = \frac{3,14 \cdot [540 + 2(32 + 110)]}{24} \\ = 108 \text{ мм.}$$

Орієнтовна (попередньо розрахована) довжина факела.

За результатами дослідів на великій промисловій моделі:

$$\bar{L} = \frac{L}{D} \approx 6,6, \text{ або } L = \bar{L} \cdot D \quad (2.20)$$

$$L \approx 6,6 \cdot 0,95 = 6,27 \text{ м}$$

При подаванні частини ($a = 0,22$) повітря по центральному каналу можливо збільшення довжини факелу на 15-20 %. Тоді:

$$L_{1\max} = 1,2 \cdot 6,27 = 7,5 \text{ м,}$$

але за рахунок збільшення жорсткості та взаємодії протилежних факелів такого збільшення довжини факелу не буде.

Тому при підвищенні швидкості повітря за рахунок конфузора прямолінійний струмінь вторинного повітря буде знижувати максимальну температуру в ядрі зони горіння та інтенсивність утворення оксидів азоту.

Тому можна прийняти $L_{1\max} \sim 6,2 \text{ м}$

Велике значення має розміщення зони максимальних температур факела, що практично співпадає з зоною максимальної швидкості утворення оксидів азоту :

$$\chi_\delta = \frac{dT_{\max}}{dL} \approx \frac{dNO_x}{dL}; \quad (2.21)$$

При відсутності центрального подавання повітря («вторинного повітря») за даними довжину ділянки факела до зони максимальних температур можна орієнтовно підрахувати за рівнянням для зони максимального вигорання з урахуванням руху потоку газоповітряного струменя по спіралі:

$$X_\delta = 1 - e^{-k_B \cdot \bar{S}^3} \quad (2.22),$$

де χ_δ — ступінь вигорання,

$\bar{S} = \frac{S}{D}$ — довжина до зони максимальної інтенсивності вигорання,

K_B — експериментальний коефіцієнт.

Положення зони максимальної інтенсивності утворення NO:

$$\bar{L}_{в.макс} \approx \sin \beta_{ср} \cdot \sqrt[3]{\frac{2}{3 \cdot K_B}} \quad (2.23)$$

Для вихрових пальників $K_B=0,034$ [24], тому

$$\bar{L}_{\varphi.макс} \approx 0,5 \cdot \sqrt[3]{\frac{2}{3 \cdot 0,034}} = 1,35$$

$$(L_{\varphi})_{макс} = \bar{L}_{\varphi.макс} \cdot d \quad (2.24)$$

$$(L_{\varphi})_{макс} = 1,35 \cdot 0,95 = 1,28 \text{ м}$$

Тому при підвищенні швидкості повітря за рахунок конфузора прямолінійний струмінь вторинного повітря буде знижувати максимальну температуру в ядрі зони горіння та інтенсивність утворення оксидів азоту.

Основні характеристики пальника ХФ ЦКБ-ВТІ-ІГ до котла 111-170 наведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 — Основні параметри пальника ступеневого спалювання газу ХФ ЦКБ-ВТІ-ІГ (до котла ТП-170 та інших).

Ч. ч	Параметр	Одиниця	Величина
1	Витрата газу, В	м ³ /год.	2166
2	Кількість повітря, V	м ³ /год	21660
3	Температура повітря $t_{рм.п.}$	°С	325
4	Діаметр каналу первинного повітря пальника, d	м	0,95
5	Діаметр каналу вторинного повітря dI	м	0,52
6	Діаметр сопла-конфузора вторинного повітря dа	м	0,32
7	Кількість газових сопел, n	шт.	24
8	Діаметр газового отвору-сопла, dс	мм	14
9	Тиск газу, P,	Па	16000
10	Тиск повітря, Pq	Па	800

На основі проведених досліджень і розрахунків Інституту газу НАН України встановлено, що навіть часткова заміна пальників на котлоагрегаті ТП-170 — зокрема, впровадження пальників ступеневого спалювання з реалізацією стадійного процесу згоряння газу — суттєво покращує екологічні характеристики роботи котла. Очікується, що підтвердження отриманих результатів буде можливим після впровадження таких пальників на практиці, зокрема під час експлуатаційних випробувань на котлоагрегаті №5 Київської ТЕЦ-4.

2.2 Висновки за розділом 2

У результаті проведених досліджень і аналізу конструкції вдосконаленого газового пальника встановлено, що відмова від традиційної схеми подачі газу під кутом 45° у закручений потік повітря на користь подачі через спеціальні сопла під кутом 90° до осі пальника у первинне повітря дозволяє досягти більш рівномірного змішування компонентів і зменшення температур у зоні інтенсивного утворення оксидів азоту (NO_x).

Вторинне повітря вводиться окремо, прямолінійно, через центральний канал, винесений за межі амбразури пальника, що забезпечує охолодження зони горіння та зменшує пікові температури, відповідно знижуючи інтенсивність утворення NO_x . Завдяки цьому, а також можливості регулювання подачі вторинного повітря, забезпечується контроль над параметрами факела, зокрема його довжиною, температурою та викидами. Конструктивні зміни дозволили досягти високої стабільності горіння завдяки сталим профільованим соплам із жаростійких матеріалів, які зберігають форму та пропускну здатність упродовж усього строку експлуатації.

Подача газу через 24 сопла дозволяє рівномірно розподіляти паливо у потоці первинного повітря, забезпечуючи стабільне горіння й формування факела з оптимальними характеристиками. Застосування конфузора у центральному каналі значно підвищує швидкість подачі вторинного повітря,

що сприяє більш ефективному охолодженню ядра факела та зменшенню концентрації оксидів азоту без втрати стабільності горіння.

Результати моделювання і стендових випробувань підтвердили, що зміна геометрії пальника, зокрема збільшення довжини центрального каналу та правильне співвідношення діаметрів, забезпечує необхідні умови для формування рециркуляційної зони та оптимізації процесів згоряння. У підсумку, модернізований пальник дозволяє знизити рівень викидів NO_x , покращити керованість і стабільність факела, а також підвищити ефективність роботи котла загалом.

3 МОДЕРНІЗАЦІЯ КОТЛОАГРЕГАТИВ ШЛЯХОМ ЗМІНИ І МОДЕРНІЗАЦІЇ ВЕЛИКИХ ПАЛЬНИКІВ

Модернізація котлоагрегатів шляхом зміни або модернізації пальників є одним із найефективніших способів підвищення енергоефективності та зменшення шкідливих викидів на теплових електростанціях. Оскільки пальники безпосередньо впливають на процес горіння, якість спалювання палива, температуру факела та рівень утворення шкідливих речовин, їх оновлення дозволяє досягти суттєвих техніко-економічних та екологічних переваг.

Заміна застарілих пальників на сучасні низькоемісійні конструкції дозволяє знизити рівень утворення оксидів азоту (NO_x) на 30–60% за рахунок ступеневої подачі повітря, рециркуляції димових газів або зменшення пікових температур у зоні горіння. Також покращується рівномірність розподілу температур у топці, що знижує ризик перегріву поверхонь нагріву та утворення шлакових відкладень.

Модернізація існуючих пальників передбачає переобладнання внутрішніх елементів, наприклад: встановлення регульованих направляючих апаратів, нових факельних головок, зміну геометрії сопел та каналів подачі повітря й палива. Часто застосовуються пристрої для турбулізації повітряного потоку, що підвищує інтенсивність змішування та покращує повноту згоряння.

У сучасних проектах модернізації також активно впроваджуються автоматизовані системи регулювання співвідношення "повітря–паливо" та контролю параметрів горіння. Це дозволяє в режимі реального часу адаптувати роботу пальника до змін навантаження, типу палива чи зовнішніх умов.

Так оновлення пальникового обладнання в межах модернізації котлоагрегатів дає змогу значно підвищити ККД котлів, зменшити витрати палива та знизити екологічне навантаження на навколишнє середовище.

3.1 Переведення котла ТП-100 на тверде шлаковидалення з установкою «плечової» топки

Котли типу ТП-100, які були введені в експлуатацію в 60-70-х роках, вже практично вичерпали свій ресурс і є морально застарілими. Для їх підтримки в робочому стані необхідні значні витрати на відновлювальні ремонти та планову заміну поверхонь нагріву. Економічні та екологічні показники цих котлів залишаються низькими. Однак, проведення модернізації під час відновлювальних ремонтів є економічно доцільним. При витратах, які майже рівні витратам на заміну окремих елементів, можна отримати котел з істотно кращими техніко-економічними показниками, що дозволить покращити ефективність його експлуатації [5].

У цій роботі, на основі досвіду спалювання низькорекційного палива провідними котлобудівними компаніями, наведено результати розробки ТКЗ щодо реконструкції котла ТП-100. Заміна відкритої топкової камери з рідким шлаковидаленням на «плечову» топку з твердим шлаковидаленням, разом із заходами для підвищення температури гарячого повітря до 430°C, була частиною цих змін.

АШ, найнижькорекційне паливо, яке використовується в енергетиці, завжди було важким у спалюванні через труднощі забезпечення стабільності та економічності процесу горіння. Технологія спалювання АШ у котлах ТП-100, ТІНІ-110 і ТПП-210 блоків 200-300 МВт, заснована на кількох технічних рішеннях, таких як рідке шлаковидалення з утепленням зони активного горіння, транспортування пилу до пальників гарячим повітрям, скидання сутильного агента вище зони активного горіння, використання раціональних пальникових пристроїв та підігрів гарячого повітря до 400°C, забезпечила значне підвищення надійності процесу горіння та економічності спалювання.

Проте з часом якість палива значно погіршилася, що призвело до серйозних ускладнень у роботі котельного обладнання. Зростання вмісту

баластних домішок, таких як волога та зола, спричинило зниження температури в зоні інтенсивного горіння, дефіцит кисню і затягування процесу займання. Це унеможливило стабільне горіння низькоякісного антрацитового штибу без постійного підживлення розпалювальним паливом.

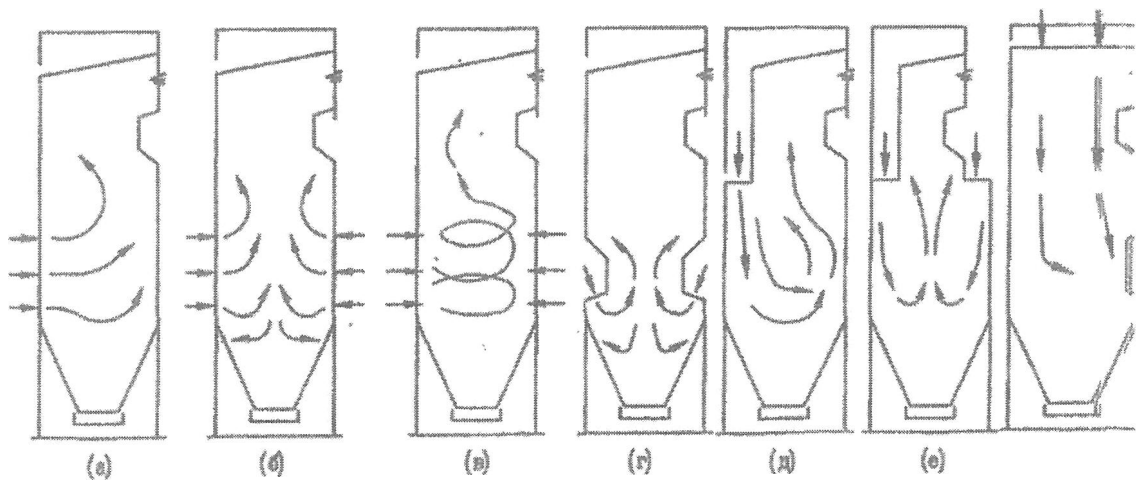
Крім того, відведення шлаку в рідкому стані стало нестабільним, що ускладнило обслуговування і знизило надійність системи. Втрати тепла через механічний недопал сягали 8–12%, що є критично високим показником. Водночас, в зоні активного горіння посилювалось корозійне руйнування поверхонь нагріву, зокрема труб, що ще більше ускладнювало роботу котлоагрегатів. Зростаючі екологічні вимоги, такі як обмеження викидів шкідливих речовин, також змушують вжити додаткових заходів для модернізації та оптимізації процесу спалювання [5].

Зазначені труднощі у спалюванні АШ та підвищення екологічних вимог ставлять питання про подальше вдосконалення процесу спалювання АШ. Для ефективного спалювання низькорекційного палива використовуються топкові камери як з рідким, так і з твердим шлаковидаленням. В енергетичній практиці поширення здобули саме топки з рідким шлаковидаленням, у яких стабільність процесу горіння досягається через зосереджене тепловиділення у футерованих предтопках або циклонних камерах.

Проте, попри технологічну ефективність, такі системи мають низку істотних обмежень. Зокрема, експлуатаційна надійність подібних топок може знижуватись через затвердіння шлаку, що ускладнює їхню роботу в широкому діапазоні навантажень. Під впливом високих температур можливе інтенсивне зношування конструктивних елементів, корозійне та ерозійне руйнування деталей, що працюють під тиском, а також пошкодження пальникових пристроїв. Додатково, одним із значних недоліків є підвищене утворення оксидів азоту, що погіршує екологічні показники.

З огляду на посилення вимог до обмеження шкідливих викидів,

проектування та спорудження топкових камер з рідким шлаковидаленням за останні роки значно знизилось. Натомість, зростає перевага більш екологічно сталих рішень — топків з твердим шлаковидаленням, які активно впроваджуються у нових енергоблоках. Схеми топкових пристроїв з твердим шлаковидаленням, які демонструють найбільший успіх, представлені на рис. 3.1. Успішно застосовуються котли за схемами топкових пристроїв типу г, д, е.



а — однофронтове горизонтальне положення; б — зустрічно-горизонтальне; в тангенціальне; г — зустрічно-нахилене; д — з одиничним U-подібним факелом; е — з подвійним U-подібним факелом; ж — стельове

Рисунок 3.1 — Схеми положення пальників в топках з твердим шлаковидаленням для спалювання палива з малим виходом летючих без застосування додаткового палива

Низькорекційні палива з високою зольністю ефективно спалюються у топках з твердим шлаковидаленням без необхідності додаткового підживлювального палива в усьому практично використовуваному діапазоні навантажень. Це забезпечує стабільну та тривалу експлуатацію котла.

Розрахункові параметри, необхідні для ефективного спалювання низькорекційного палива, здебільшого стосуються характеристик займання та вигорання. Розмежування між цими стадіями є умовним, оскільки низка технічних рішень позитивно впливає як на процес займання, так і на повноту

вигорання.

Наприклад, високий ступінь тонкості помолу палива відіграє важливу роль не лише в полегшенні його займання, але й у забезпеченні повного та ефективного вигорання без залишків, що, у свою чергу, сприяє зменшенню втрат енергії та викидів. Подібна ситуація спостерігається і у випадку ступінчастого введення повітря: такий підхід формує сприятливі умови як для швидкої ініціації горіння, так і для стабільного й контрольованого перебігу всього процесу. Крім того, рівномірний розподіл палива та повітря між пальниками забезпечує оптимальні умови для горіння в кожній зоні, підвищуючи загальну ефективність роботи системи та знижуючи ризик локального перегріву або утворення шкідливих речовин. Серед ключових умов для повного вигорання палива — забезпечення достатнього часу перебування паливних частинок у зоні високих температур, що дозволяє досягти глибокого згорання та зниження втрат тепла з механічним недопалом [5].

Ці режимні особливості, на які роблять упор різні фірми, наведені в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 - Першостепеневі режимні особливості спалювання високозольного низькорекційного вугілля, що застосовують різні фірми.

Фостер Уїллер (США)	Дойче Бабкок	Штайнмюллер	ТКЗ
1	2	3	4
Запобігання потрапляння 2-го повітря в зону запалення		Відповідні пальники	Вихреві пальники
Організація зворотніх струмів в зону запалення		Відповідні пальники	Вихреві пальники

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4
Передача променевого тепла в зону запалення (шипівання)		Шиповані екрани в зоні пальників	Шиповані екрани в зоні пальників
Тонкий пил	Тонкий пил $R_{90} = V'$	Тонкий пил $R_{90} < 8\%$	Тонкий пил $R_{90} = 6-8\%$
	Високе підігрівання повітря $>400^{\circ}\text{C}$	Високе підігрівання повітря $>400^{\circ}\text{C}$	
Забезпечення достатнього часу перебування часточок	Велика довжина шляху часточок в топці	Достатній час знаходження часточок при високій температурі	
Рівномірне розподілення палива, повітря			
Ступінчасте введення повітря	Ступінчасте введення повітря	Ступінчасте введення повітря	
Тонкий пил	Тонкий пил	Тонкий пил	Тонкий пил

Таким чином, для підвищення ефективності використання низькорекційного палива необхідна висока концентрація пилу, висока

температура, низька швидкість аеросуміші, ступенева подача повітря.

Найбільш сприятливі умови займання палива і його згоряння має топка за схемою «е», так звана «плечова» топка, зі стельовим розташуванням пальників.

Стельове розташування пальників забезпечує ефективну подачу палива з низькою швидкістю (до 10 м/с), що дозволяє значно збільшити час перебування частинок у зоні високих температур біля пальників. Це, у свою чергу, створює оптимальні умови для прогрівання частинок і їхнього швидкого займання. Крім того, така конфігурація дозволяє досягти більш рівномірного розподілу пилу в обсязі потоку, що позитивно впливає на процес горіння.

Натомість, у пальниках з горизонтальним розташуванням, під впливом гравітації пил зосереджується в нижній частині камери, що призводить до поганих умов для займання палива, сепарації пилу та його недостатнього вигорання. Топка з «плечовим» розташуванням пальників має значно більший час перебування частинок у зоні високих температур — вдвічі довший, ніж у топках з горизонтальними пальниками, що дає змогу значно поліпшити ефективність спалювання. Це дозволяє забезпечити стабільне і повне вигорання палива, зменшити викиди шкідливих речовин і підвищити загальну економічність процесу [5].

«Плечова» топка дозволяє максимально зручно вводити повітря, необхідне для горіння по мірі вигорання палива. «Плечова» топкова камера може бути обладнана як вихровими, так і щілинними пальниками.

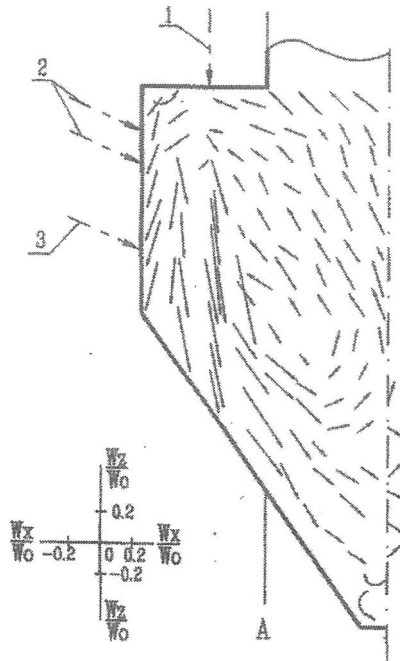
Аеродинамічні дослідження, що проведені на вихрових та щілинних пальників для «плечової» топки показали, що у вихровому пальнику первинне повітря закручене равликом і його швидкість на виході пальника складає 10 м/с. Внутрішній канал вторинного повітря має лопатковий апарат для створення крутки, зовнішній канал - прямоточний. Швидкість повітря у внутрішньому каналі - 15 м/с, в зовнішньому прямоточному - 30 м/с.

При параметрі крутки від 0,8 до 1,08 - при роботі всіх трьох каналів приосьова зона рециркуляції становить 75% q_0 (q_0 - сумарна витрата через пальники), при відключенні зовнішнього каналу, коли крутка виростає до $n_r=2,3-3,1$ кількість газів, що рециркулюють, зростає до 15,5-24,5%[5].

Вихровий пальник, як правило, має недолік у вигляді передчасного змішування пилу з вторинним повітрям, що ускладнює процес займання. Перемішування з вторинним повітрям призводить до зниження концентрації пилу в первинному потоці, що погіршує ефективність горіння. Для вирішення цієї проблеми були проведені дослідження щілинного пальника, в якому передбачено розрив між струменями первинного і вторинного повітря з подачею вторинного повітря внутрішнім потоком. У такій конструкції два розпилювачі вугільного пилу розташовані з обох сторін сопла вторинного повітря, при цьому швидкість первинного повітря становить 10 м/с, а вторинного — 40 м/с. Завдяки тому, що струмені первинного повітря омиваються високотемпературними газами, створюються умови для легкого запалювання палива. Частка первинного повітря складає 5%, що достатньо для вигорання летючих компонентів. Струмені первинного повітря, що загорілися, потім всмоктуються у струмінь вторинного повітря (частка якого — 45%), що забезпечує додаткове вигорання палива. Для досягнення повного вигорання подається третинне повітря, а скидання повітря з пилесистеми завершує процес.

Для покращення умов займання частина топки в зоні займання ошипована, що також сприяє стабільності горіння. Введення вторинного повітря зверху і третинного повітря через похилі сопла на бічних стінах топки відбувається таким чином, щоб полум'я, яке насичене пилом, не контактувало зі стінами топки. Це дозволяє значно знизити забруднення та забезпечити рівномірне горіння. Завдяки нижчим температурам в зоні активного горіння в топці з твердим шлаковидаленням утворення оксидів азоту (NO_x) зменшується вдвічі порівняно з традиційними топками. Для

визначення аеродинамічних характеристик «плечової» топки з прямокутними пальниками були проведені аеродинамічні дослідження моделі топки в масштабі 1:10, що дозволило вдосконалити розподіл повітря в топці. Аналіз якісних характеристик течії показав, що в топці виникають два вихори, які утворюються протилежно встановленими соплами пальників, третинного і скидного повітря, що покращує стабільність горіння і знижує забруднення. Взаємодіючи, вихори заповнюють холодну воронку, утворюючи три течії: опускне по її краях; підйомне в центрі топки; рециркуляційний потік між опускними і підйомними течіями (з кожної сторони від осі топки). На рис. 3.2 як приклад наведено поле векторів швидкостей в вертикальній площині між пальниками [5].



1 — первинне і вторинне повітря; 2 — третинне повітря; 3 — скидне повітря.

Рисунок 3.2 — Поля векторів швидкості у площині між осями пальників.

Кратність циркуляції (K), що визначається як співвідношення приєднаної маси ($G_{\text{рец}}$) до сумарної витрати середовища через пальники, третинного дуття і скидання наведено на рис. 3.3. Ці дані показують, що величина кратності рециркуляції в площині на кордоні «плечової» частини

топки становить приблизно $K = 3$.

Зазначене свідчить про наявність потужних рециркуляційних потоків в зону займання, значно більше, чим забезпечують вихрові пальники ($K = 0,4$ максимум), що повинно сприятливо позначитися на займанні [5].

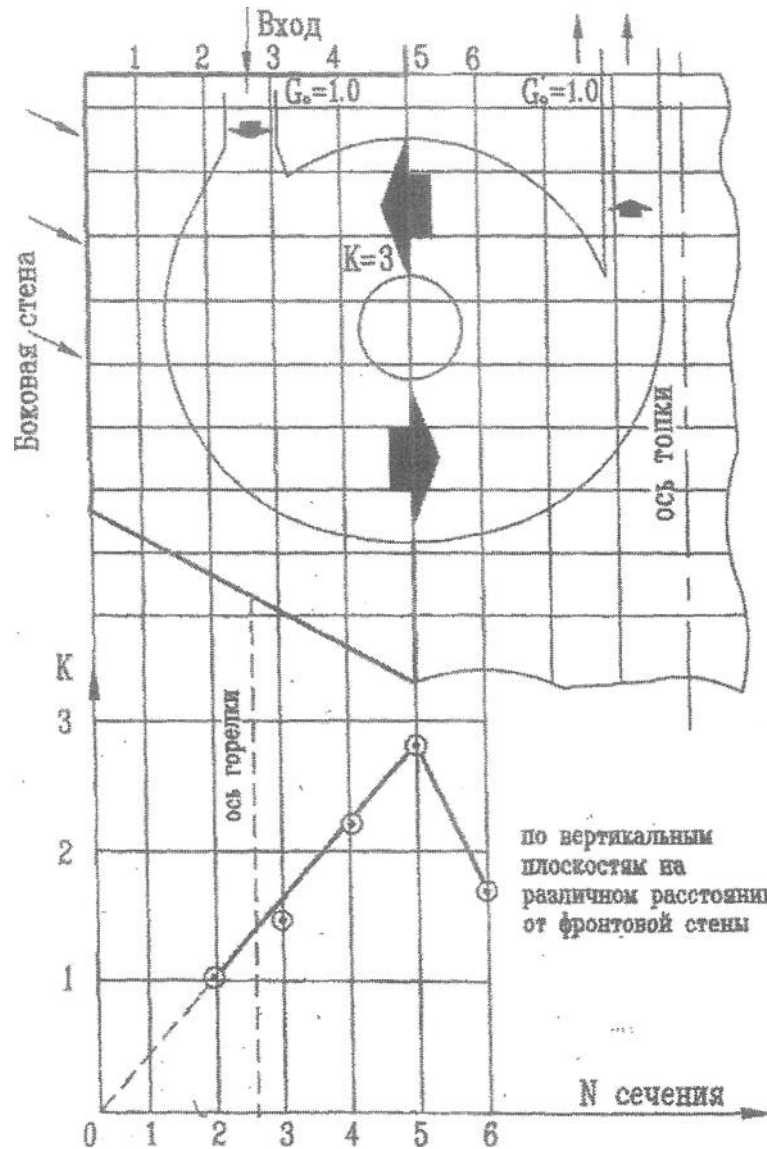


Рисунок 3.3 — Кратність циркуляції

Технологія спалювання низькорекційного палива в «плечовій» топці з твердим шлаковидаленням має низку значних переваг у порівнянні з традиційними системами, що використовують рідке шлаковидалення. Однією з основних переваг є збільшений час перебування частинок палива в зоні пальника завдяки зниженим швидкостям аеросуміші. Це створює сприятливі умови для прогрівання та ефективного займання палива. Також,

тривале перебування частинок у високотемпературній зоні (вдвічі більше, ніж у класичних топках) дозволяє значно покращити процес випалювання палива.

Завдяки такому підходу стає можливим поступове введення повітря для горіння в міру розвитку факела, що оптимізує процес горіння та мінімізує втрати тепла. В результаті технологія «плечової» топки забезпечує менші труднощі з виведенням шлаку, знижує втрати тепла та покращує екологічні показники — значно зменшується рівень викидів окислів азоту (NO_x) завдяки зниженим температурам в зоні активного горіння.

Щілинний пальник, який використовується в плечовій топці, має суттєві переваги перед вихровим пальником. По-перше, відсутність передчасного змішування первинного та вторинного повітря сприяє кращому запаленню палива, не знижуючи концентрації пилу в первинному потоці повітря. По-друге, конструкція щілинного пальника дозволяє створити високу кратність циркуляції топкових газів до кореня факела, що покращує ефективність процесу горіння та знижує забруднення, забезпечуючи стабільнішу та екологічно чистішу роботу топки.

Зважаючи на всі ці переваги, пропонується реконструкція котла ТП-100 із заміною топки з рідким шлаковидаленням на «плечову» топку для спалювання АШ, що дасть змогу значно підвищити ефективність роботи та зменшити екологічні впливи [5].

3.1.1 Модернізація котла ТП-100 шляхом переходу на тверде шлаковидалення з монтажем топки «плечового» типу.

Модернізація котла ТП-100, описана в цьому варіанті, передбачає комплексне покращення, зокрема заміну топки та підвищення температури підігріву повітря до 430°C , що дозволяє підвищити ефективність спалювання та знизити температури відхідних газів. Це забезпечить кращі показники економічності та екологічності котла. Ось деякі ключові елементи цієї

реконструкції:

1. Повна заміна топки: Топка реконструюється за новою технологією з твердим шлаковидаленням. Це дозволяє підвищити ефективність процесу горіння, зменшуючи втрати тепла та поліпшуючи екологічні характеристики.

2. Топкові екрани: Виготовлені з труб $\text{Ø}50 \times 5$ з кроком 70 мм, з вваркою проставки 20 мм. Це забезпечує міцність і збереження необхідних параметрів роботи в умовах високих температур.

3. Двосвітний екран: Використовуються труби розміру $60 \times 6 \times 80$ мм з кроком 64 мм, що оптимізує теплообмін у топці.

4. Шипований пояс: Встановлений по всьому периметру топки в районі пальників, висотою 4 метри, що покращує стійкість конструкції та ефективність горіння.

5. Топкові ширми: Встановлено 12 топкових ширм з труб 38×5 мм, що мають загальну площу 453 м^2 . Це дозволяє знизити температуру газів на виході з топки до проєктного рівня, замінюючи радіаційний пароперегрівач, який тепер виключений з котла. Топкові ширми забезпечують стабільну роботу котла, дозволяючи йому нести номінальне навантаження за умовами роботи щільних пакетів.

Ця модернізація не тільки підвищує ефективність роботи котла, але й сприяє зменшенню екологічних викидів завдяки поліпшенню умов горіння та оптимізації теплообміну. Загальний вид модернізованого котла представлений на рис. 3.4.

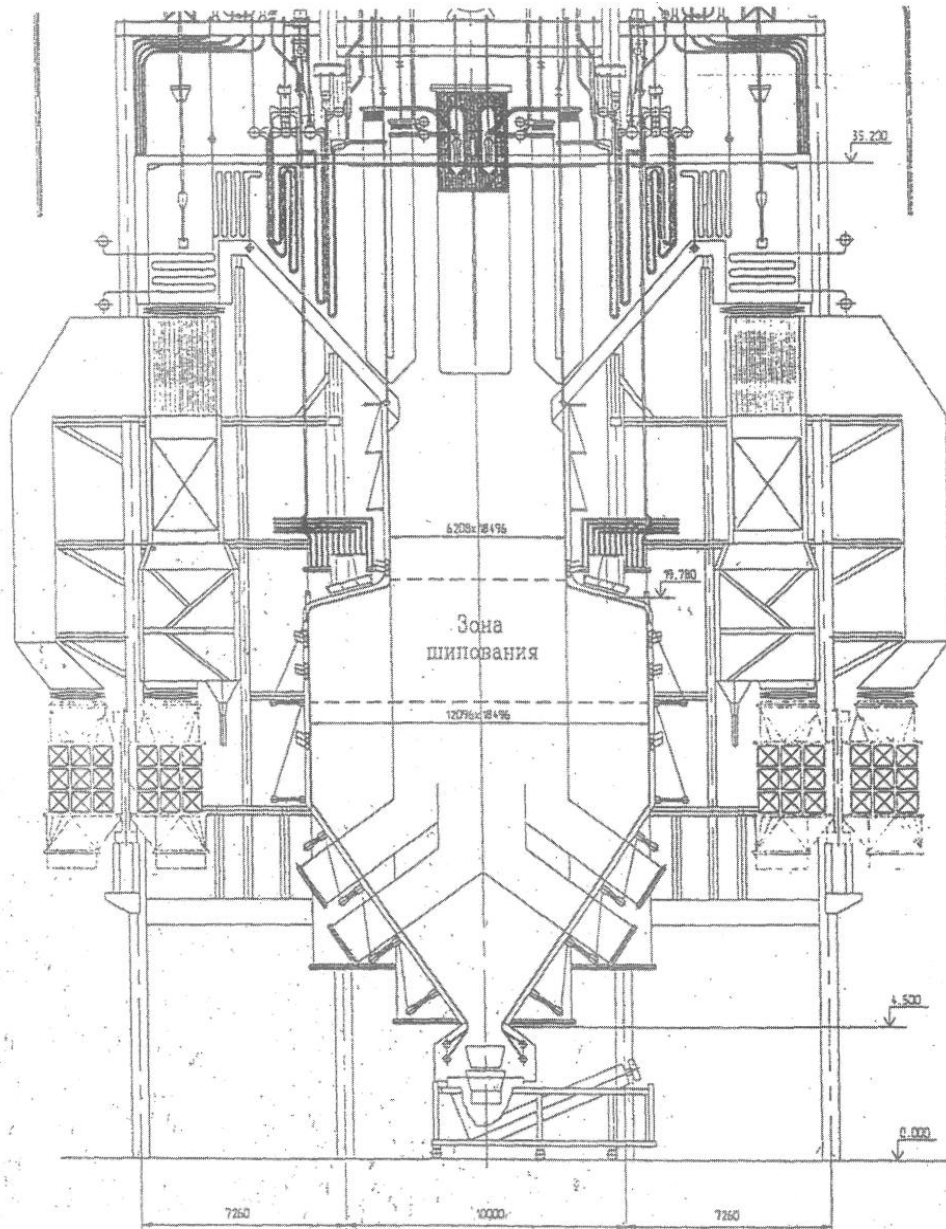


Рисунок 3.4 — Котел ТП-100 (модернізація)

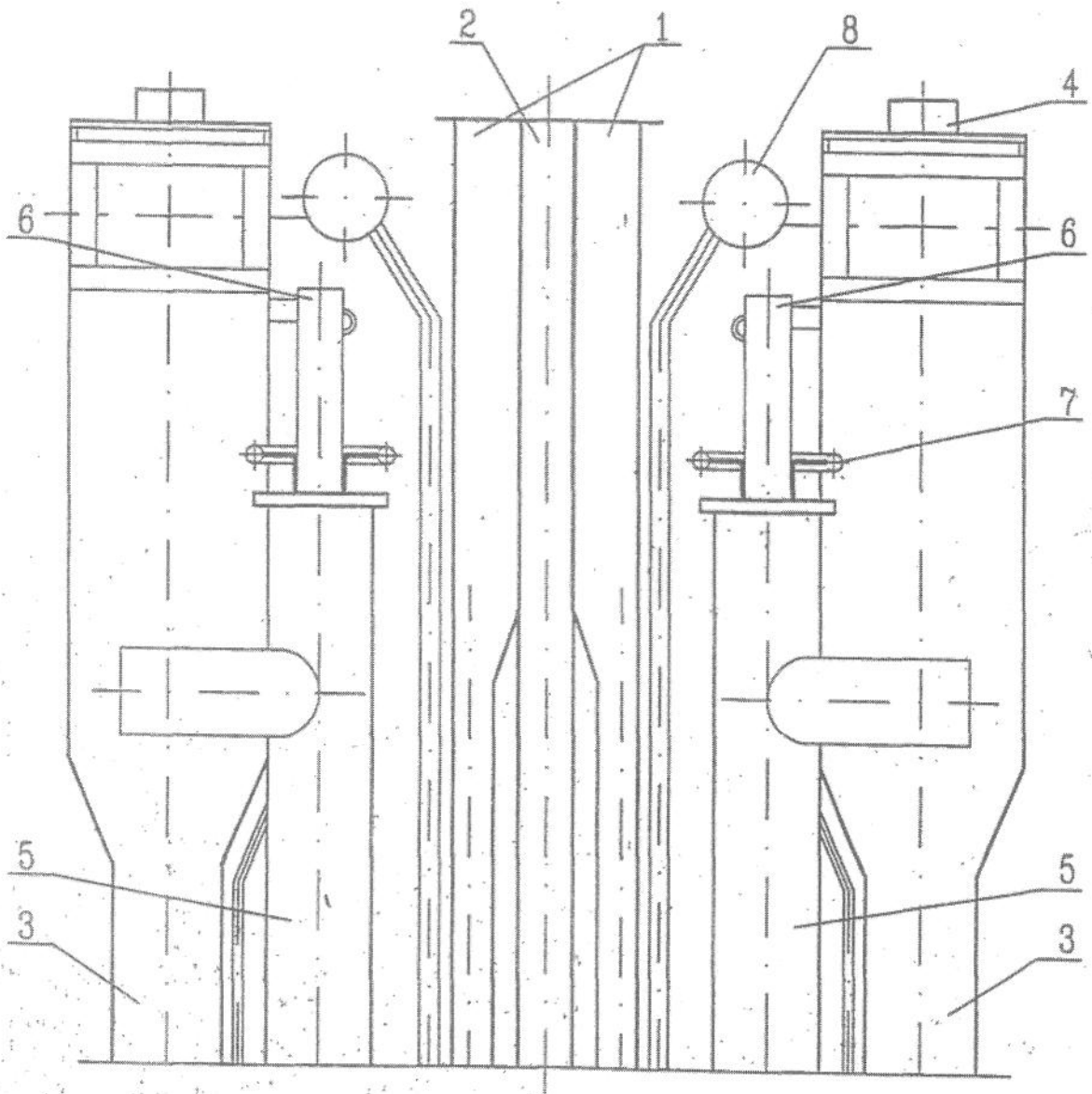
Проведений розрахунок циркуляції нової топкової камери показав, що надійність роботи всіх циркуляційних контурів, у тому числі фронтних і тильних панелей плечей, включених послідовно з фестоном, що обігрівається, забезпечується[5].

Топкова камера оснащена 16 прямоочними пальниками, з яких 8 встановлені на кожному «плечі» топки. Для оптимізації процесу горіння на

бічних стінах під кожним пальником є сопла для подачі третинного повітря, які розташовані в два яруси, а нижче — сопла для скидання сушильного агента. Концентрація пилу в первинному повітрі складає 2 кг пилу на 1 кг повітря, що дає коефіцієнт $a = 0,05$, цього достатньо для вигорання летючих речовин в антрацитовому шлаку (АШ). Сумарний витрата первинного та вторинного повітря через пальники складає 0,50. Швидкість первинного повітря — 10 м/с, а швидкість вторинного повітря — 40 м/с. Після займання пилу струмись первинного повітря всмоктується в струмись вторинного повітря, що сприяє подальшому згоранню палива. По ходу факела в два етапи подається третинне повітря, частка якого становить 0,38. В кінці зони вигорання основного палива вводиться скидне повітря з дрібним пилом, частка якого складає 0,20.

Пальник має три канали для вторинного повітря: два периферійні та один центральний. В регульовальному діапазоні роботи котла швидкість в периферійних каналах підтримується на рівні 40 м/с. По боках каналів вторинного повітря розташовані два сопла для первинного повітря, яке подається з високою концентрацією. В каналі первинного повітря змонтований змішувач для пилу. Пальник також пристосований для спалювання газу до 100% по теплу і має форсунку для розпалювання котла на мазуті (до 30% по теплу). Мазутний пальник працює з низьким надлишком повітря, що сприяє стабілізації займання. Основна частина повітря надходить через сопла первинного і вторинного повітря.

Окрім цього, виконано ряд робіт по компонованню пилеповітроводів для нового топкового пристрою. Також було здійснено модифікацію каркаса для розміщення нового топкового обладнання, в тому числі посилення основних колон елементами жорсткості. Це вимагає деякого зрушення коробок між ПБП (пальниковими блоками) і ТБП (топковими блоками).



1 — периферійний канал вторинного повітря; 2 — внутрішній канал вторинного повітря;

3 — сопло первинного повітря (аеросуміші); 4 — підвід пилу високої концентрації; 5 — розтопочний газомазутний пальник; 6 — труба установки форсунки; 7 — підвід газу до розтопочного пальника; 8 — підвід основного газу.

Рисунок 3.5 — Пило-газовий пальник.

Пароперегрівач. Для підвищення температури гарячого повітря до

430-440°C на номінальному навантаженні реконструкції піддається пароперегрівач високого тиску.

Розрахунковий аналіз показав, що для котла ТП-100 виконати це завдання без підвищення температури газів на вході в другу сходинку повітропідігрівників практично неможливо. Для досягнення цієї мети до мінімуму зменшено поверхню нагріву холодної ступені пароперегрівача високого тиску (550 м²) і застосовані топкові ширми.

Кардинальної зміни піддався конвективний пароперегрівач високого тиску III і IV ступеня[5].

Для виконання конструкції без аустенітних труб змінено схему руху пари, де перші два ходи виконані по прямотоку. З метою запобігання тріщинам у місцях приварки змійовиків до вихідних колекторів IV ступеня, подовжені вихідні «ніжки», що компенсують напруги.

У зв'язку зі збільшенням температури газів до 565 °С перед трубчастим повітропідігрівачем, розроблена нова конструкція повітропідігрівача. Попередня конструкція мала недоліки: зварні шви на трубах розцілювались через вагові навантаження, що призводило до присосу повітря в газовий тракт. Підвищення зольності до 28,5% спричинило ерозію труб на вході газів.

Нова конструкція забезпечує надійну роботу при температурі газів 560-570 °С і зменшує навантаження на зварні шви. Повітропідігрівач складається з одного ряду кубів, що експлуатуються при температурі газів 565 °С та температурі повітря на виході 440 °С.

Розроблені конструкції енергетичних калориферів з вертикальним розташуванням труб і спірально-стрічковим оребренням для котлів ТП-100. Розрахункова температура повітря на вході в калорифери — -10 °С, а для літнього режиму — +25 °С. Витрата повітря через установку для навантаження котла становить 640 т/год при спалюванні шлаку з Донецького родовища.

Режим розпалювання котла перевірявся при температурі повітря на вході мінус 10 °С і його витраті, рівній 40% від номінальної. На котлі ТП-100 калорифери розташовані на нагнітальному боці дугтєвого вентилятора в горизонтальному повітряному коробі за V-подібною схемою, кут атаки (кут між вектором набігаючого потоку повітря і площиною, що проходить через поперечний ряд труб) становить 300. Перетин на вході в короб і на виході з нього 4000 мм по висоті і 2400 мм по ширині. При установці енергетичних калориферів ТКЗ приєднувальні розміри по висоті зберігаються, а по ширині збільшуються до 3300 мм.

Зіставлення основних параметрів роботи котла до і після модернізації представлені в таблиці 3.2. У цій таблиці величина втрат тепла з q^4 в «плечовий» топці прийнята $q^4 = 3\%$, що за даними зарубіжних джерел має місце при спалюванні антрациту в такій топці[5].

Звертаємо увагу, що в зарубіжних джерелах має місце розкид даних про необхідність підсвічування, а також про величину механічного недопалювання. На перших стадіях освоєння топок повідомлялося про величину підсвічування в кількості 5-7% від загального тепла, в подальшому, більш пізні джерела повідомляють про відсутність підсвічування в робочому діапазоні (70-100% Дном).

За зарубіжними даними переведення котлів з твердим шлаковидаленням з зустрічно-горизонтального розташування пальників на «плечову» топку супроводжується підвищенням стійкості горіння і зниженням втрат тепла з $q^4 = 10-12\%$ до $q^4 = 2,5-4,0\%$. «Штайнмюллер» в своїх розрахунках приймає втрати тепла з «плечової» топки на АШ на рівні $q^4 = 2,75\%$.

Викиди NO_x на діючих котлах складають 700-1500 мг/м² широкий діапазон обумовлений тим, при роботі з надлишком повітря в пальнику $a' > 1,0$ NO_x становлять, як правило, 1000 - 1500 мг/м². У той же час в реальній експлуатації надлишок повітря в основних пальниках складає $a^1 = 0,6-0,8$,

що призводить до ступінчастому горінню, при якому величина генерації NO_x суттєво нижче[5].

Таблиця 3.2 — Співставлення основних параметрів роботи котла ТП-100 до та після модернізації.

Параметр	До модернізації	Після модернізації
1	2	3
Стійкість горіння	Підсвічування факела у всьому діапазоні	У діапазоні 70-100% без підсвітки
Надійність виходу шлаків	Часте порушення виходу рідкого шлаку, необхідна підсвітка, обмеження мінімального навантаження	Надійність твердого шлаковиділення значно вище, обмежень по мінімальному навантаженню немає
Вижиг палива	$q^4 \approx 10\%$	$q^4 \approx 3\%$
Викиди NO_x мг/нм ²	700-1500	540
Корозія екранів стан насадків пальників	Через високі температури і нехватку повітря в районі пальників має місце корозія екранів, обгорання шипів і насадка пальників	У всій топці окислювальна середа, більш низькі температури сприяють довговічній роботі екранів і насадків пальників

3.2. Застосування котлів з ЦКШ на ТЕС України

З початку 70-х років на Старобешівській ТЕС почали використовувати палива зниженої якості, для спалювання яких вимагалось додаткове підсвічування до 30–35% за теплотворною здатністю. В результаті

збільшилася роль ТЕС у регулюванні частоти та потужності енергосистеми, що супроводжувалося зупинкою 2–3 блоків вночі. Така експлуатація в непроєктних режимах призвела до швидкого зношування обладнання, і в 1988 році блоки потужністю 200 МВт були знижені до 175 МВт.

У зв'язку з цим на ТЕС провели часткову реконструкцію: на котлах ТП-100 змінили розміщення пальників (замість 16 — 12, за схемою «трикутник вершиною вниз»), модернізували екрани до позначки 27 м, встановили металеву обшивку топки, зміцнили холодні воронки та впровадили висококонцентровану подачу пилу. Також було проведено оновлення турбін К-200-130 на блоках № 4–8 і 11, замінивши корпуси ЦВД і ЦСД разом з роторами, а також пароперепускні труби та виконано термообробку паропроводів. Це дозволило продовжити ресурс енергоблоків до 250–290 тис. годин.

Проте екологічні проблеми залишалися актуальними: концентрація забруднюючих речовин, таких як NO_x — 600–900 мг/м³, SO_2 — 3–5 г/м³, CO — 25–30 мг/м³ і пил — 2–4 г/м³, не зменшувалася, що свідчило про необхідність подальших змін.

У 1993 році Міненерго спільно з ОБПЕ, КЕМА, CRE і LLB провели дослідження можливих варіантів модернізації ТЕС для адаптації до спалювання високосольного антрациту. У результаті випробувань суміші АШ (15%) і шламів антрациту (85%) на стендах ОБПЕ й LLB було встановлено, що найкращою технологією є циркулюючий киплячий шар (ЦКС), який забезпечує оптимальне поєднання вартості палива, екологічних характеристик та відмову від підсвічування.

Котел ЦКС складається з топки і циклону для рециркуляції частинок. Киплячий шар утворюється із великих фракцій палива та інертного матеріалу (коксозольного залишку — КЗЗ), що утримуються решіткою. При подачі первинного повітря КЗЗ переходить у псевдозріджений стан, подібний до рідини. При швидкості 1–2 м/с шар є стабільним, а при швидкості 5–10 м/с

частинки виносяться в надшарову зону, створюючи умови для циркуляції.

Таким чином, ЦКС дозволяє значно покращити ефективність спалювання, зменшити викиди забруднюючих речовин і оптимізувати використання палива. Режими формування киплячого шару подано на рис. 3.6, де на осі абсцис — типи шару, а на ординаті — швидкості твердих часток і газу. Область II між пороговою (W_i) та швидкістю виносу (W_s) відповідає стійкому псевдозрідженню та циркуляції.

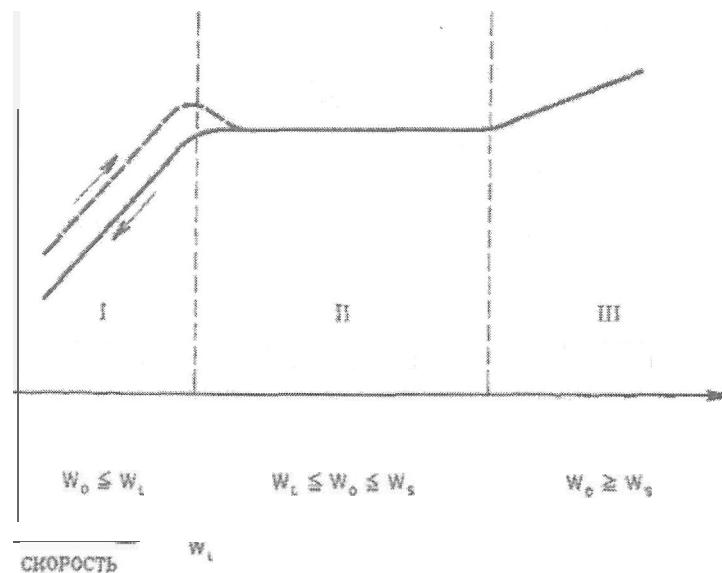


Рисунок 3.6 — Вплив швидкості газів на виникнення циркулюючого псевдозрідженого шару. w_0/w_i

На рис. 3.7 подано типову схему циркуляції тепла й твердих частинок у топці ЦКС з виносними циклонами. У циклонах середовище сепарується: дрібні частинки з димовими газами проходять через конвективну частину котла до пиловловлювача, а коксозольний залишок (КЗЗ) розділяється на два потоки. Один повертається в топку, інший спрямовується до зовнішнього теплообмінника киплячого шару (ТОКШ), де частково охолоджується і знову подається в нижню зону топки (рис. 3.9). У зоні I шар застоюється з утворенням золи, що виводиться з топки, у зоні III частинки виносяться потоком газів (див. рис. 3.6). Таким чином, основна маса матеріалу циркулює в циклі: топка — циклон — тепловий затвор — топка. Режим роботи

киплячого шару визначається фракційним складом палива і швидкістю газу-реагенту, що утворюється в процесі згоряння. Завдяки багаторазовій циркуляції забезпечується стабільне горіння палива різної якості. Низька температура в топці (800–900 °С) і ступінчаста подача повітря знижують утворення NO_x , а введення вапняку до шару ефективно зв'язує SO_2 . У реальних умовах межі між зонами циркуляції розмиті через особливості конструкції топки й циклону, розмір і масу зерен шару.

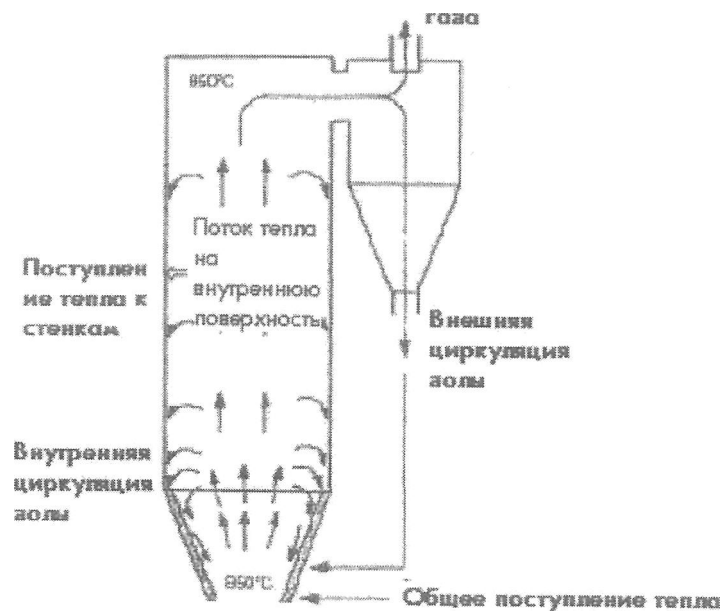


Рисунок 3.7 — Баланс тепла і твердих частинок в топці і в зовнішньому контурі котла

В котлі ЦКШ основна частина тепла передається екранів топки циркулюючого КЗЗ, щільність якого знижується з висотою топки. Зі збільшенням розмірів котла відношення поверхні топки до її об'єму зменшується. Для компенсації цього супутнього фактора розробники котлів ЦКШ змушені йти на збільшення висоти топки. З підвищенням висоти топки виникає необхідність у збільшенні напору вентилятором повітря для забезпечення циркуляції в топці, а також для компенсації зниження щільності КЗЗ та інтенсивності теплопередачі, що може перевищити освоєний на практиці рівень потужностей котлів ЦКШ. В результаті фірми-виробники котлів ЦКШ обмежують висоту топки до величин, близьких до

перевірених на практиці. Цим забезпечується надійність роботи котла, точність розрахунку теплопередачі, розподіл температур, ступеня вигорання палива, паропродуктивність, величини викидів.

Основним підходом до збільшення потужності котлів є глибоке вивчення критичних параметрів і їх адаптація до нових типів палива та конструкцій котлів — це дозволяє мінімізувати ризики. Одним із критичних факторів є правильне визначення порогової швидкості циркуляції. Помилки в цьому можуть спричинити винесення дрібних частинок вугілля з топки та циклонів, недопалювання палива, накопичення його в конвективній шахті, що створює ризик пожежі. Подібна ситуація вже траплялася під час аварії ЦКШ на блоці №4 Старобешівської ТЕС.

Враховуючи досвід невдалого проєкту створення дослідно-промислової електростанції з котлами ЦКС на Курахівській ТЕС (ДонТЕП, 1990) та відсутність світової практики використання антрацитових шламів у ЦКС, було запропоновано реалізувати пілотний проєкт не на великому блоці 200 МВт Старобешівської ТЕС, а на основі котла меншої потужності (220–240 т/год пари), який замінить блок 100 МВт на Миронівській або Слов'янській ТЕС. Лише після випробування технології на такому рівні можна було б переходити до будівництва котлів потужністю 650–670 т/год для блоків 200–225 МВт.

Модульне компонування циклонів у котлах ЦКШ з різною потужністю дало б змогу спростити схему обладнання та знизити ризики при масштабуванні технології.

Згідно рис. 3.8, зі збільшенням потужності блоку збільшується лише кількість апробованих модулів під даний тип палива та технологію. Незважаючи на ці пропозиції, НТС Міненерго прийняв рішення з будівництва котла ЦКС на 670 т/год на енергоблоці № 4 Старобешівської ТЕС.

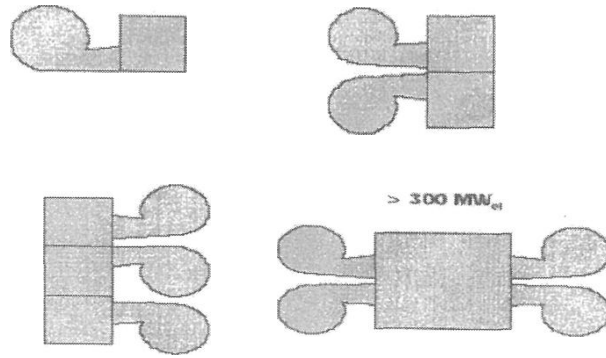


Рисунок 3.8 — Модульне розташування циклонів котлоагрегатів з топкою ЦКШ з різною потужністю

На наступному етапі, в межах передінвестиційних досліджень і відповідно до контракту з СБРР, компанія CdF Ingénierie за участю ДонТЕП, ОБПЕ та автора розробила техніко-економічне обґрунтування реконструкції блоку 200 МВт № 4 Старобешівської ТЕС із використанням технології циркулюючого киплячого шару (ЦКС). Загальна сума капітальних вкладень для обраного варіанту реконструкції склала 169 400 000 доларів США, включаючи фізичні та фінансові ризики.

Вибір об'єкта для реконструкції припав на блок № 4 з таких міркувань:

* ПТУ та турбогенератор блоку вже були реконструйовані до того часу (окрім ЦНТ);

* Розташування блоку на постійному торці є найбільш зручним для проведення реконструкції з точки зору компонування, монтажу та експлуатації.

15 квітня 1997 року було затверджено «Технічне рішення по модернізації енергоблоку № 4 Старобешівської ТЕС». Обсяг робіт був поділений на три лоти:

* Лот 1 «Котел» — заміна існуючого пиловугільного котла паропродуктивністю 640 т/год на котел з ЦКС продуктивністю 670 т/год, що спалює відходи вуглезбагачення (шлам);

* Лот 2 «Сушарка» — будівництво сушарки для шламу з продуктивністю 220 т/год;

* Лот 3 «Пиловловлювач» — електрофільтр.

Переможцями відкритого міжнародного тендеру стали:

* Лот 1 і 2 — Lurgi Lentjes AG (Німеччина);

* Лот 3 — Alstom Power Environmental Systems AB (Швеція).

Конкуренція серед учасників тендеру призвела до здешевлення проекту до 141 500 000 доларів США. Джерела фінансування включають кредит СБРР на суму 113 220 000 доларів США (90% загальної суми витрат) та власні кошти компанії «Донбасенерго».

Для порівняння, питомі капітальні витрати на аналогічні проекти з ЦКС:

* Старобешівська ТЕС, котлоагрегат АЦКС з сушаркою шламу та електрофільтром для блоку 210 МВт — 640 дол./кВт;

* ТЕС Еміль Уше (Франція), котел для блоку 125 МВт — 763 дол./кВт;

* ТЕС "Прованс" в Гарданов (Франція), котел для блоку 250 МВт — 824 дол./кВт;

* Усереднені питомі витрати на будівництво котлів ЦКС у Чехії та Словаччині — 520 дол./кВт.

На рисунку 3.9 представлена технологічна схема котлоагрегата з топкою ЦКС з виносними циклонами для енергоблоку № 4 Старобешівської ТЕС.

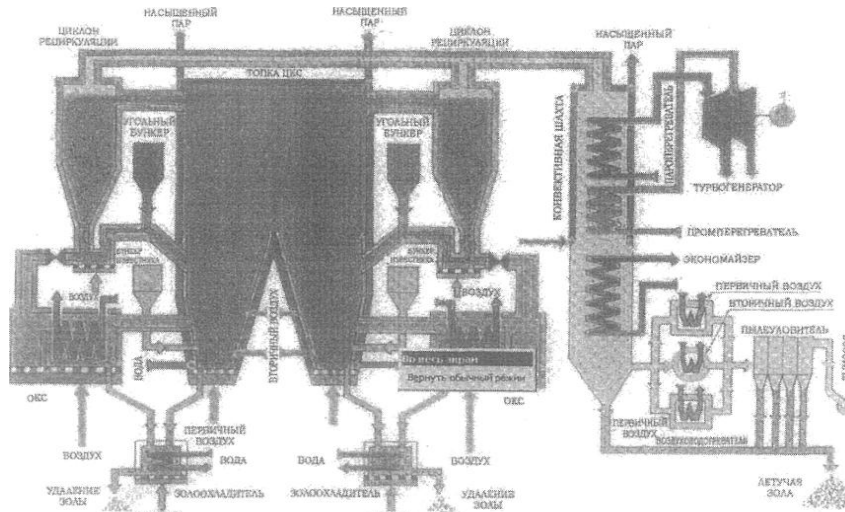


Рисунок 3.9 - Технологічна схема полутопки ЦКШ котлоагрегата енергоблока №4 Старобешівської ТЕС

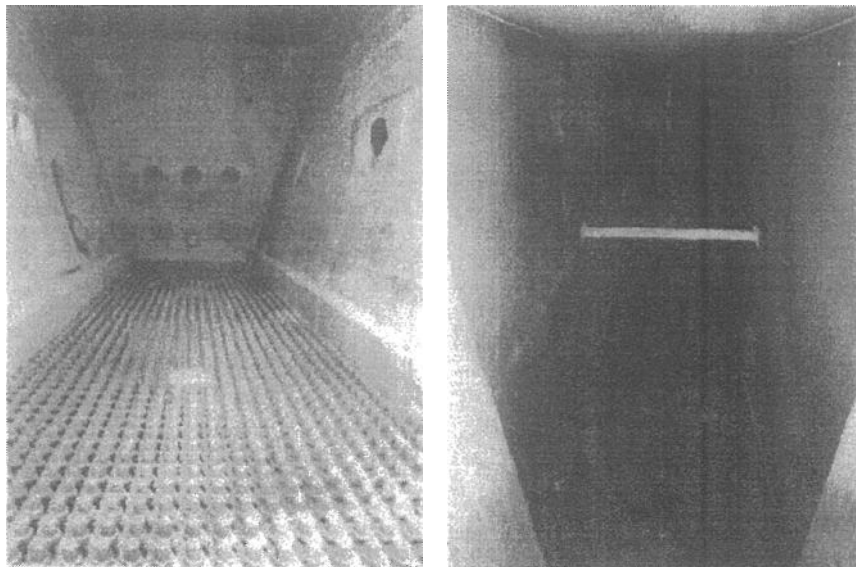


Рисунок 3.10 — Підтопки з соплами і топкова камера котла ЦКШ

Основним паливом для АЦКС є вологий шлам з відстійників збагачувальних фабрик Донбасу, що знаходяться в радіусі до 70 км від Старобешівської ТЕС, а резервним паливом слугують високозольні антрацитові шлами. Топка має прямокутну форму з розділеним нижнім сегментом («штани») і оснащена решітками з соплами для рівномірної подачі первинного підігрітого повітря. Газощільні зварні екрани входять до складу випарного контуру і включають теплові затвори та теплообмінники киплячого шару.

Шар складається з палива, вапняку та інертного матеріалу (золи або піску). Вторинне повітря подається на двох рівнях, що забезпечує ступеневе спалювання. Для зменшення викидів SO_2 в процес подачі включено вапняк (19,9 т/год) з мольним співвідношенням $\text{Ca/S} = 2\text{--}2,6$. Температура в топці підтримується на рівні $880\text{ }^\circ\text{C}$, що сприяє зв'язуванню сірки й зменшенню утворення NO_x . Оптимальні температури для горіння: $820\text{--}880\text{ }^\circ\text{C}$ для вугілля та $870\text{--}950\text{ }^\circ\text{C}$ для антрацитових шламів.

Чотири циклони з футерованими внутрішніми поверхнями здійснюють сепарацію твердих частинок, які через теплові затвори повертаються до топки. Частина матеріалу спрямовується в зовнішній теплообмінник (ТОКС), де він віддає тепло випарникам і пароперегрівачам. Повітря, що подається від повітродувок, сприяє зрідженню шару. У конвективній шахті розміщені елементи, такі як економайзер, пароперегрівачі та повітропідігрівач.

Система живлення включає новий насос ПТН продуктивністю 693 т/год з відбором 40 т/год пари з паропроводу. У разі аварії подачу води забезпечує дизельний насос. Для підготовки антрацитових шламів з вологістю до 22,5% встановлено сушарку (виробник БТКАМРЯОД) продуктивністю 220 т/год по сухому продукту. Сушарка оснащена обертовим барабаном, генератором гарячих газів, пиловловлювачем, вентиляторами, димососом, димовою трубою (40 м), а також системами транспортування та автоматизації.

У генераторі гарячих газів при спалюванні худого вугілля або мазуту утворюються димові гази, які змішуються з холодним повітрям для стабілізації температури перед сушильним барабаном ($850\text{--}950\text{ }^\circ\text{C}$). Далі вологі гази з золою димосос направляє через рукавний фільтр у димову трубу. Висушений шлам перетворюється на порошкоподібний матеріал з округлими частинками.

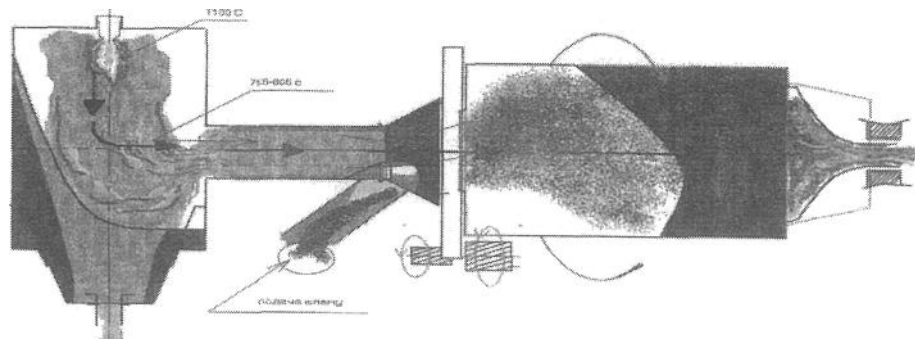
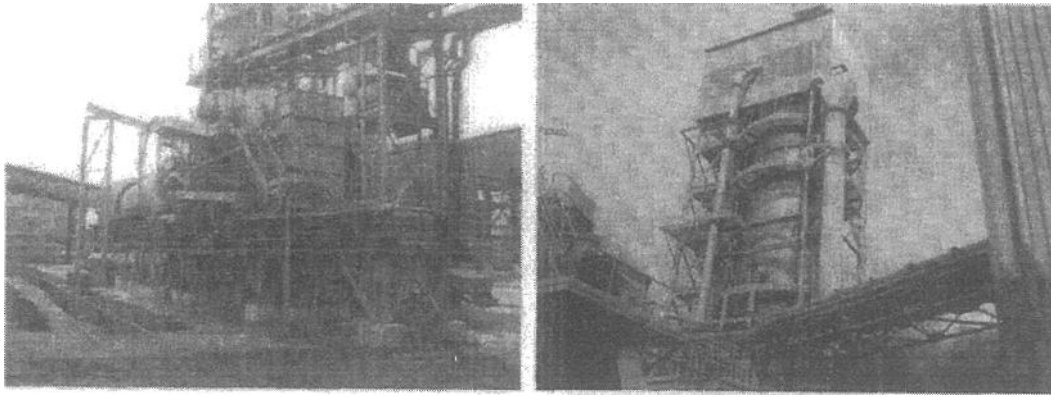


Рисунок 3.11- Сушильна установка для блоку №4

Пожежа в конвективній шахті котлоагрегату енергоблока №4 Старобешівської ТЕС сталася через низку помилок. Після пуску в грудні 2004 року котел працював стабільно на антрациті. У травні 2005-го, при переході на шлам, знову відбулося блокування циклону №3 — зола розм'якшилась і затверділа на стінках. Після тривалого очищення 1 липня котел перезапустили з газовою підтримкою. 28 липня сталася аварія: пошкодження труби у ТОКС №2 спричинило витік води (140 бар), яка розмила змійовики середнього тиску. Викид пари витіснив розпечений матеріал у конвективну частину, де накопичилась тліюча зола. При нестачі кисню зола почала виділяти CO, який з парою утворив водень. Увімкнення димососа подало кисень, що призвело до займання газів і масштабної пожежі. Згоріла вся конвективна частина з газоходами та допоміжним обладнанням. Відновлення блоку підрядником затягнуло введення в експлуатацію на три

роки.

Аварію, що сталася, досліджували кілька комісій, які виявили комплекс причин. Комісія Мінпаливенерго, НАК «ЕКУ» та ДонОРГРЕС (31.07.2005) встановила, що серед основних чинників були несвоєчасне використання сажеобдувочних апаратів і помилкові дії підрядника, який неправильно оцінив аварійний режим тління вугільної маси, що призвело до її займання. Звіт італійської компанії MWH (10.05.2006), призначеної СБРР, додатково вказав на прорив труб у топці з викидом води та пари як один з ключових чинників аварії. Причинами блокування циклонів названо недостатню кваліфікацію підрядника у роботі з антрацитом і шламом, конструктивні недоліки котла і циклонів, невдалий вибір матеріалу баласту (золи з вуглецевим залишком), а також неповне згоряння палива, що тривало в циклонах і призводило до локального перегріву та злипання золи. Було відзначено також низьку ефективність сажеобдувок. На нараді на Старобешівській ТЕС (20.06.2006) з участю Донбасенерго, ІВЕ, ЦКТ, ДонОРГРЕС та ДЦ «Укренергоефективність» наголосили на помилках підрядника Lurgi Lentjes AG під час пуско-налагоджувальних робіт і експлуатації, а також на потребі вдосконалення парового обдування та відновлення котла з покращенням якості ПНР. У листі ЦКБ «Енергопрогрес» (10.07.2006) додатково вказувалося, що заміна інертного шару золою з високим вмістом вуглецю або доломітом є неприйнятною, а також що відсутність контролю температур і пожежогасіння в конвективній шахті не дала змоги оперативно запобігти загорянню. Наголошувалося на важливості оптимізації складу палива для стабільного горіння. Горіння часток у циклонах визнавалось природним для ЦКШ, але не могло бути єдиною причиною блокування. Інститут ІВЕ (21.07.2006) висловив думку, що порушення роботи ЦКШ зумовлені надмірним подрібненням антрациту та вапняку, відсутністю рециркуляції сушеного шламу і нестабільністю температурного режиму в топці.

Для виправлення ситуації рекомендовано:

- підвищити подачу повітря через розпалювальні пальники для стабілізації киплячого шару внизу топки;
- збільшити витрату вторинного повітря через два яруси та регулювати напрям за допомогою спеціальних сопел;
- оптимізувати розподіл первинного та вторинного повітря з урахуванням складу матеріалу;
- зменшити ступінь подрібнення палива та вапняку;
- підтримувати 10–20 % матеріалу у нижній частині топки;
- перенести зону активного горіння в нижню частину топки;
- підняти температуру спалювання до 870–890 °С та забезпечити повернення КЗО з циклонів і теплообмінників не нижче 500–550 °С (для шламу антрациту) і 550–600 °С (для АШ), змінити процес сутіпня, щоб збільшити частку великих часток у шламі за рахунок замішування вологого шламу з сухим і агломерації.

Проект реконструкції блоку №4 має низку системних недоліків, які істотно впливають на ефективність і надійність роботи обладнання. Одним із ключових прорахунків стало залучення консорціуму різнопрофільних фірм у рамках контракту «під ключ». Такий підхід, з одного боку, передбачає централізовану відповідальність підрядника, але з іншого — суттєво обмежує можливості Замовника впливати на технічні рішення в ході реалізації проєкту. Зокрема, недостатньо враховано специфіку місцевого палива та умови його використання.

Рішення про будівництво однокорпусного котла циркулюючого киплячого шару (ЦКШ) паропродуктивністю 670 т/год, який працює на дрібнофракційних низькорекційних шламах, виявилось ризикованим, адже цю технологію не було випробувано на котлах меншої потужності. У ситуації, коли котел працює на маловивчених видах вугілля (високозольне, низькорекційне паливо марок АШ та їх шлами), ризик технічних і

технологічних збоїв суттєво зростає. Генпідрядник Lurgi Lentjes не передбачив достатнього обсягу адаптацій і врахування властивостей палива у проєктних рішеннях.

Ще однією серйозною проблемою стала неузгодженість фракційного складу шламу, ступеня розмелювання вугілля та вапняку, а також температурних і швидкісних режимів у топці та циклонах. Через це відбувається порушення циркуляції в киплячому шарі, надмірний винос вуглецю у конвективну шахту та закупорка циклонів. Суха дрібнофракційна структура шламу значною мірою зумовлює нестабільну роботу, яка посилюється в зимовий період. У таких умовах система паливоподачі виявляється неефективною: при вологості шламу понад 18 % він зависає у бункерах, а при вологості нижче 12 % — погано формується в гранули. Більше того, підготовлений шлам може або змерзати, або зсихатися в тверді брили, що додатково ускладнює подачу.

Проєктна сушарка для палива також виявилася непридатною для ефективної обробки вологого глинистого шламу. Вона не пристосована для роботи взимку, має складну конструкцію, займає багато місця за генпланом, потребує дефіцитного вугілля марки Т або газомазутного палива. Генератор гарячого газу не здатен функціонувати виключно на вугільному пилу, як це передбачалося проєктом. Крім того, сушарка неефективна в умовах низького завантаження топки (вміст води в шламі нижче 15 %), що ускладнює займання вугільних частинок і призводить до осідання вологого попелу в бункерах рукавного фільтра, що важко видаляється шнеками. У результаті експлуатація сушарки супроводжується значними додатковими витратами та низькою окупністю.

Не менш серйозними є конструктивні проблеми, зокрема, деформації, спричинені температурними напруженнями в підвісках і змійовиках пароперегрівальної частини (ТОКС). Система видалення золи та повітропідігрівачів не має достатньої кількості обдувальних пристроїв і

чіткого графіка очищення. У разі зупинки блоку обов'язковою є консервація азотом, що свідчить про чутливість системи до перепадів температури та вологості.

Частина цих проблем уже врахована Підрядником і має бути усунена в ході відновлення котла після пожежі. Зокрема, заплановано встановлення систем протипожежної сигналізації та пожежогасіння у конвективній шахті й на нагрівальних поверхнях; модернізацію завантажувальних пристроїв із системою пилоподавлення; розширення обдувальної системи до 20 апаратів замість 12 із можливістю роботи від резервного джерела пари; реконструкцію бункерів під шахтою (замість 4 — 6 з крутішими укосами), а також заміну дефектних труб пароперегрівача й удосконалення системи продувки колекторів випарної частини.

Графік робіт передбачає проведення гідравлічного випробування котла до 30 вересня 2007 року, завершення індивідуальних випробувань і хімічного очищення до 3 грудня того ж року та введення об'єкта в експлуатацію до 15 березня 2008 року.

Узагальнюючи, слід зазначити, що основна проблема проєкту полягає в недооцінці складності спалювання дрібнофракційного шламу в ЦКШ-котлі. Застосована система генерації сушильних газів з відкритим полум'ям автономної топки призводить до того, що частинки шламу потрапляють у надто гаряче середовище, де замість очікуваного укрупнення відбувається їхнє термічне загартування, що погіршує спалювання. Цю проблему підтвердила й експериментальна установка на Луганській ТЕС. Підрядник Lurgi Lentjes, вочевидь, розраховував на універсальність конфігурації котла й недооцінив особливості палива, вважаючи, що проблеми із шламом вирішаться автоматично, чого, на жаль, не сталося.

Щодо рекомендацій ІВЕ з модернізації процесу сушіння шламу у наявній сушарці, слід зазначити: запропоноване змішування сухого й вологого шламу спричинить лише незначне укрупнення дрібних частинок.

Ці частинки залишатимуться пухкими й нестійкими до руйнування у потужних турбулентних потоках топки та циклонів. Внаслідок цього вони швидко підніматимуться у верхню частину топки, ускладнюючи організацію горіння в її нижній частині. Отже, попри наявність логічного обґрунтування, такі заходи не забезпечать суттєвого підвищення ефективності використання шламів чи покращення топкових процесів, що є критично важливим.

Натомість доцільно розглянути економічно обґрунтованіші методи сушіння — наприклад, парову панельну сушарку, аналогічну тій, що працює на пилезаводі блоку №7 Слов'янської ТЕС, або варіант від Steinmüller, запропонований для блоку №4 Старобешівської ТЕС. Такі системи використовують пару, яка вже відпрацювала у циклі, що покращує економіку блоку й усуває недоліки традиційного сушіння. Альтернативно можна застосовувати метод спалювання шламу у вигляді пульпи — як на блоці 140 МВт ТЕС Еміль-Уше у Франції, де бітумінозний шлам подається в топку трубопроводами. Попри незначне збільшення питомих обсягів котла, загальна ефективність блоку зростає за рахунок відмови від сушарки.

Перспективним виглядає також використання підсушеного шламу після огрудкування — без глибокої сушки. Попередні оцінки показують, що цей варіант є одним із найоптимальніших. Зв'язування дрібнодисперсних фракцій шламу з вапняком у певних пропорціях суттєво покращує гранулометричний склад палива. Глина, алюмінієві сполуки та сам вапняк зміцнюють гранули й покращують зв'язування сірки. Аналогічні висновки зробили й у чеському інституті при проєктуванні блоку 125 МВт Придніпровської ТЕС із використанням вугілля марки “Павлоградвугілля”.

Метод огрудкування шламів також сприяє зниженню пиловинесення та вуглецевих втрат у конвективній частині, підвищуючи ККД котла. Якщо поєднати це з ефективним обдуванням, можна уникнути ризику загоряння в конвективній шахті.

У майбутньому, маючи вже набутий досвід, слід обережно підходити

до вибору технологій підготовки палива. Зважаючи на дуже дрібну гранулометрію шламів (20–87% часток менше 45 мкм), спалювання їх у співвідношенні 85% шламу до 15% низькосортного вугілля без врахування цих особливостей (що й сталося в проєкті Lurgi Lentjes) створює ризики. Звіт італійської компанії MWHSPA вказує на потребу кардинальної модернізації циклонів, але це складний і дорогий процес. Українські фахівці натомість пропонують менш витратні рішення, згадані вище.

Досвід Старобешівської ТЕС засвідчує важливість цієї проблеми. Але відмовлятися від використання дрібнодисперсних шламів не варто — за правильно обраної технології вони можуть бути цілком ефективними.

Компанія Alstom запропонувала вдосконалену конструкцію циклону з підвищеною ефективністю. Газофракційна суміш після топки подається в циклон під кутом до його осі, що значно покращує процес сепарації частинок. Крім того, було ретельно оптимізовано аеродинамічні характеристики як вихідного патрубку, так і внутрішньої частини циклону (рис. 3.12), що забезпечує стабільнішу та ефективнішу роботу агрегату.

Це дозволяє зменшити кількість необхідних циклонів: так, якщо в проєкті Lurgi на Старобешівській ТЕС для котла ЦКШ-210 МВт передбачалося використання чотирьох циклонів (рис. 3.9), то для більш сучасного котла аналогічної потужності достатньо трьох (рис. 3.8). При цьому їх ефективність буде навіть вищою, зокрема при роботі на дрібнодисперсному паливі, включаючи шлам. Установка зайвого циклону, своєю чергою, призводить до необґрунтованого збільшення об'єму котлоагрегату, а також до підвищення як капітальних, так і експлуатаційних витрат.

Застосування вискоефективних циклонів забезпечує вищу рециркуляцію частинок, що сприяє більш повному згорянню палива й вапнякового сорбенту, а також підвищує концентрацію твердих частинок у верхній зоні топки. Це посилює тепловіддачу, стабілізує температуру в

топковому просторі, зменшує винос незгорілих частинок у газоходи, знижує рівень утворення оксидів вуглецю, навантаження на електрофільтри, ерозію та забруднення елементів газового тракту.

Більшість циклонів — близько 90% — виготовляються з внутрішньою футеровкою, однак у випадку котлів із циркулюючим киплячим шаром, що працюють за прямоточною схемою на надкритичних параметрах, доцільніше використовувати охолоджувані циклони (рис. 3.13). Такі агрегати є більш масивними, складнішими у виготовленні та дорожчими, але забезпечують вищу термостійкість. Як охолоджувальне середовище у поверхнях нагріву застосовується цикловий пар високого тиску.

Перевага охолоджуваних або нефутерованих циклонів полягає також у можливості здійснювати швидкий пуск із холодного стану, що є особливо важливим з огляду на оперативність і динамічні характеристики сучасних енергоблоків.

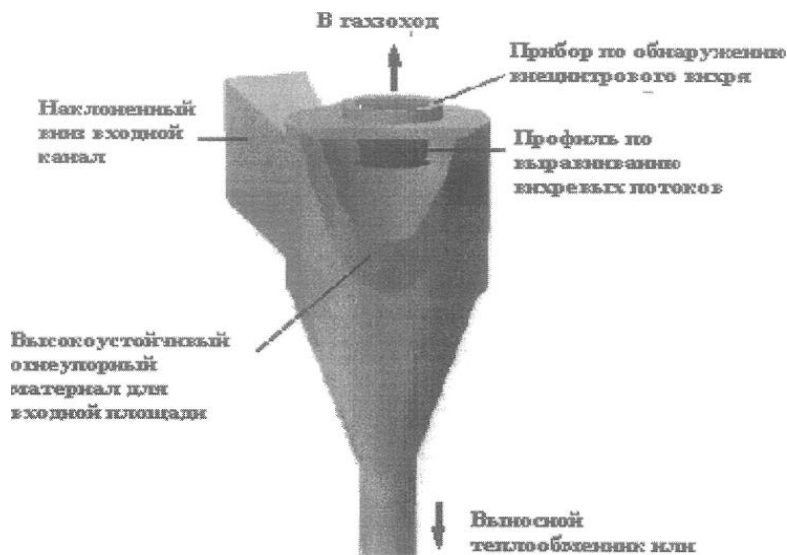


Рисунок 3.12 — Заходи щодо поліпшення роботи циклонів

Конструкція нових котлів компанії Foster Wheeler ґрунтується на технологіях другого покоління, в яких сепаратори інтегровані з топкою і виконані з газощільних панелей, охолоджуваних водою або паром. Використання стінок сепаратора на другому ступені парогрівника дозволяє

знизити температуру на першому ступені, що встановлений у конвективній частині котла, і тим самим зменшує ризик утворення високотемпературної корозії.

Розробка так званих компактних ЦКШ із застосуванням швеллерних золоуловлюючих пристроїв дозволила відмовитись від громіздких циклони. Установка сепараторів на кількох ступенях всередині топки посилює внутрішньотопкову циркуляцію, концентрує потік у верхній частині топки і покращує тепловіддачу до настінних екранів. Другий ступінь сепаратора забезпечений бункером, з'єднаним з опускною трубою та L-образним каналом, який з'єднується з нижньою частиною топки. Така схема застосовується в котлі ТЕС Ебенсберг (штат Пенсільванія, США) з потужністю 210 т/год при тиску пари 10,6 МПа і температурі 510°C. В цьому котлі успішно спалювались низькосортні вугілля та відходи вуглезбагачення з теплотою згоряння 14-19 МДж/кг і зольністю 32-49%. На першому ступені швеллерних сепараторів вловлюється 75% золи, на другому — 20%, а мультициклонний уловлювач фіксує приблизно 4,7%.

Ліцензію на виробництво таких котлів наразі має ЦКБ Енерго. Виносні циклони, що використовуються в котлах ЦКШ для уловлювання циркулюючих часток, мають вищу ефективність у порівнянні з альтернативною системою швеллерних сепараторів при внутрішньотопковій циркуляції (рис. 3.14). Однак установка мультициклонів після швеллерних сепараторів знижує переваги виносних циклонів. На графіку 3.14 відображена ефективність уловлювання циклонів і швеллерних сепараторів (без врахування мультициклонів) залежно від розміру часток.

У розвинутих країнах, таких як США, Німеччина, Японія та інших, успішно експлуатуються котли всіх модифікацій. При цьому переваги тієї чи іншої технології, з огляду на всі аспекти будівництва, експлуатації та місцевих умов, не завжди очевидні. Найближчим часом при спорудженні нових ТЕС з котлами ЦКШ жодна технологія не отримає безумовної

переваги. Що стосується реабілітації існуючих котлоагрегатів, то ЦКШ з внутрішньотопковою рециркуляцією є більш ефективним і доцільним варіантом.

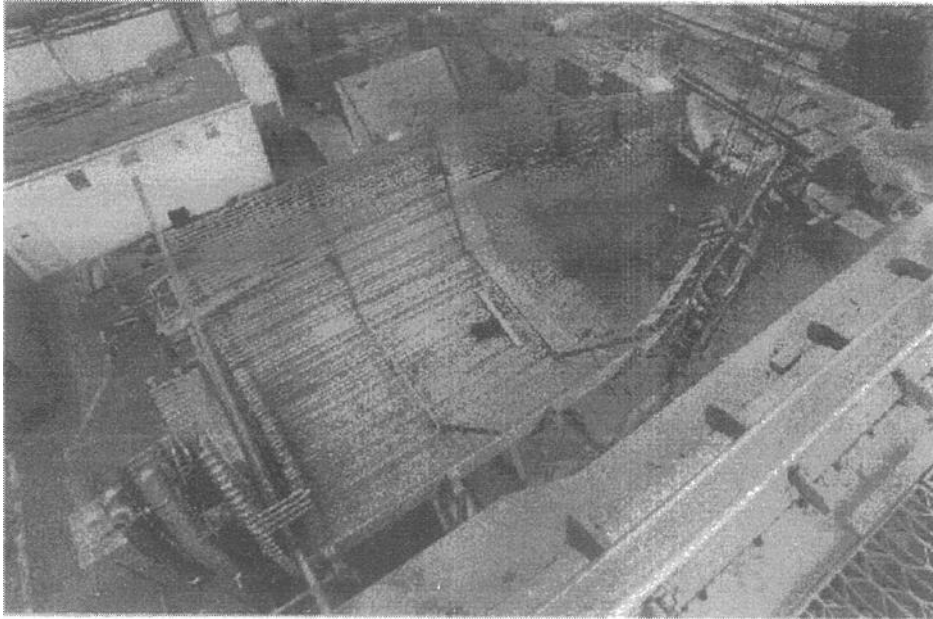


Рисунок 3.13 — Знімок секції «охолодженого» циклону

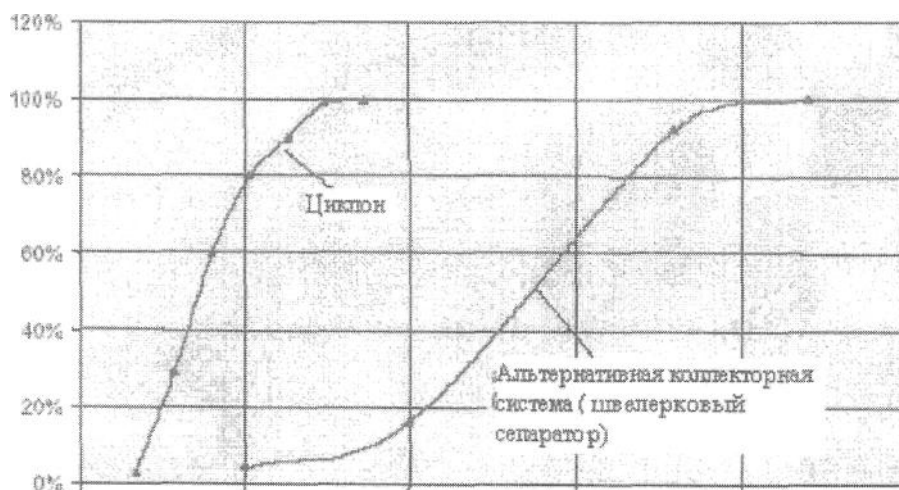


Рисунок 3.14 — Ефективність уловлювання циклону і твелеркового сепаратора в залежності від розмірів пасток

Реалізація проектів на енергоблоці №4 Старобешівської та №8 Зміївської ТЕС з використанням плечової топки підтвердила труднощі при спалюванні українських антрацитів для західних котлобудівних компаній. Проблеми, що виникли під час пілотних проектів, мають велике значення не тільки для України, а й для міжнародних котлостроїв. Важливу роль у цьому

процесі відіграли гендиректор ВАТ «Донбасенерго» І.Х. Смирнов, директор Старобешівської ТЕС В.А. Шевченко та інші. Сподіваємось, що нове керівництво використовуватиме цей досвід для підтримки вітчизняних наукових, проектних і будівельних компаній, а також для реабілітації ТЕС на фоні зростання цін на паливо та посилення екологічних вимог.

Незважаючи на негативний досвід застосування ЦКШ в Україні, технологія спалювання вугілля в таких котлах успішно використовується на більш ніж 700 блоках по всьому світу, зокрема на потужному блокові 460 МВт на ТЕС Лагіш у Польщі. Впровадження ЦКШ на ТЕС у Миронівці та Старобешівці є перспективним, і ця технологія може бути поширена на інші ТЕС України.

Котлоагрегат ЦКШ на Старобешівській ТЕС дозволяє спалювати високозольне вугілля та відходи вуглезбагачення без підсвічування при навантаженнях 40-100%. Це збільшує потужність до 210 МВт і подовжує термін служби на 25 років. Розширюється діапазон регулювання навантаження котла на низькосортних вугіллях. Водночас, використання відходів вуглезбагачення дозволяє знизити собівартість електроенергії в 1,5-2 рази. Досвід, отриманий при будівництві цього котла, дозволить поширити технологію на інші ТЕС. Крім того, знижуються викиди NO_x , SO_2 і пилу.

Що стосується блоку № 8 потужністю 325 МВт Зміївської ТЕС, де виконано пілотний проєкт із застосуванням плечової топки, можна сказати, що це один з небагатьох проєктів, який в цілому успішно реалізований і включив в себе кілька прогресивних технічних рішень, які при деякому удосконаленні, можуть реалізуватися на наступному блоці № 9. Можна сподіватися, що і цей досвід не буде забутий.

3.3 Технології паливо підготовки та пилеподачі на ТЕС

Зістарення обладнання ТЕС, зокрема понад 90% з яких відпрацювали свій ресурс, вимагає термінової заміни або продовження терміну служби на

10-15 років. Це ставить питання впровадження інноваційних технологій у вугільній енергетиці, зокрема створення комплексів «шахта - збагачувальна фабрика - ТЕС» для підготовки палива, підвищення ефективності існуючого устаткування, модернізація пальників, запалювальних поясів і підвищення температури гарячого повітря. Також важливо розглянути використання бурого вугілля, розвиток технологій пилеподачі з високою концентрацією під тиском та розрідженням, спалювання дробленки в низькотемпературному вихорі та впровадження високоефективних млинів барабанно-валкового типу.

Досвід експлуатації технології пилеподачі ПВКд на ТЕС, таких як Трипільська, показав, що ця система підвищує довговічність та знижує витрати на ремонт і експлуатацію. Вона також поліпшує екологічні показники котлів ТЕС. ПВКд добре поєднується з новими методами паливопідготовки, такими як малозольний вугільний пил, водовугільне паливо та інші інноваційні технології.

Попри позитивний досвід, технології транспортування вугільного пилу з високою концентрацією ще не використовуються на ТЕС, що спалюють газове вугілля, хоча питання безпеки можна вирішити через інертність аерованих середовищ і спеціальні установки для пиложивлення [19].

Для ТЕС, розташованих на правому березі Дніпра, перспективним є підхід до багатопаливності, який активно застосовується в Японії, Бельгії та інших країнах на енергоблоках потужністю 325-600 МВт. В Україні також є можливості для використання ВВП, оскільки більше 0,5 млн тонн колишніх мазутних сховищ можуть бути використані для цього палива.

Німеччина успішно використовує буре вугілля в енергетиці з початку ХХІ століття, зокрема, для енергоблоків потужністю 800-1000 МВт. Наразі будується буровугільний блок потужністю 1050 МВт. Німецький досвід показує, що жаротрубні котли потужністю до 20 МВт на буровугільному пилу забезпечують економічну вигоду з ККД до 91%. Польща також виробляє до 35% електроенергії на бурому вугіллі.

Український досвід використання бурого вугілля на ТЕС показує можливість підвищення теплотворної здатності палива після барометричної обробки, що дозволяє зменшити зольність і поліпшити його якість. Проте буре вугілля має підвищену пожежовибухонебезпеку, що вимагає спеціальних тестів і впровадження нових технологій, таких як попередній підігрів вугільного пилу для зниження утворення оксидів азоту.

Незважаючи на успіхи в теоретичних розробках і дослідженнях, практичне застосування цих технологій в Україні наразі обмежене, хоча вони мають потенціал для покращення екологічних і технічних характеристик котлів.

Для покращення випалу вуглецю в паливі необхідно дотримуватися таких режимних вимог: співвідношення швидкостей 1,3-1,5, м'якість помелу 4,5-6%, температура в поворотній камері котла не більше 850°C. Проте, під час експлуатації значення надлишку повітря в топці часто стають неоптимальними через неконтрольоване збільшення O₂ через скидні пальники котлів. Промислові випробування на котлах 300 МВт підтверджують, що механічне недопалювання палива (q^4) має бути пов'язане з рівнем утворення NO_x. В умовах розвантаження енергоблоків до 220 МВт контролю за співвідношенням швидкостей (W_2/W_1) та витратами повітря по пальниках немає.

Роботи з підвищення ефективності спалювання вугілля марки АШ, які розпочалися в 80-ті роки, в Україні майже не ведуться. Перспективним напрямком є активізація займання вугілля струмами СВЧ при використанні системи ПВКД, що може бути реалізовано після досвідчених випробувань в топках діючих котлів. На конференції в Новосибірську (2006) було представлено дані про енергоспоживання плазмотронів 0,1 кВт/кг з рівнем втрат $q^4 = 1-1,5\%$. Також обговорювалися нові технології активації вугільного пилу шляхом використання вугільноерозольного палива (УАТ), яке має високу швидкість горіння на початкових стадіях і коротку фазу

горіння. Вигоряння УАТ досягає 98,5-99,7%, що робить це паливо екологічно чистим.

Основне завдання при використанні УАТ — це ультратонке подрібнення вугілля, його очищення від зольної складової та оптимальне зволоження. Використання тонкого помелу вугільного пилу та спалювання його в багатофункціональних пальниках, а також застосування низькотемпературної плазми для покращення екологічних показників котлів, є перспективними напрямками в енергетиці. Завдяки ратифікації Кіотського протоколу, енергоблоки в Україні, що спалюють вугілля марок «Г» та «Д», можуть значно знизити рівень викидів NO_x з 800-600 мг/м^3 до 400-450 мг/м^3 , застосовуючи технологію ПВКД.

В Україні для управління якістю вугільної продукції створена Державна інспекція з контролю якості вугілля. Важливою умовою для ТЕС є наявність приладів, що контролюють витрату вугільного пилу, навіть при використанні експрес-аналізаторів на постачальниках та споживачах. Технічні досягнення у ваговимірювальній техніці, зокрема використання валових витратомірів типу Miltronics C-40, дозволяють здійснювати постійний контроль за витратою палива і оцінювати ККД пиловугільних енергоблоків.

Системи висококонцентрованої пилеподачі ($\rho = 70-170 \text{ кг/кг}$) можуть застосовуватися в струменевих технологіях розмелювання вугілля та його термохімічній підготовці. Світова енергетика активно працює над програмою «Чисте вугілля», де на великих вугільних ТЕС США 1 кВт*год енергії коштує 4,7-13,2 цента, а витрати на виготовлення електроенергії – 1-2 центи за кВт*год. Світові ціни на вугілля з 1991 року коливаються від 27 до 70 доларів за тонну, що робить вугілля привабливим енергоресурсом навіть з урахуванням високих затрат на видобуток. Середня собівартість електроенергії на вугільних ТЕС США на 30% нижча, ніж на природному газі.

В Україні ж спостерігається слабка цілеспрямована робота з підвищення калорійності вугілля. Перевитрати палива на 20-25 г/кВт*год залежать від маневреності енергоблоків та ефективності управління навантаженнями в енергосистемі. ТЕС, введені в експлуатацію в 60-80-х роках, використовують обмежену кількість марок енергетичного вугілля, що не відповідає вимогам сучасної ринкової економіки. Зниження якості вугілля впливає не лише на частку паливної складової собівартості, а й на чисельність ремонтного персоналу, що за останні роки зменшилось на 30-55%. Це може негативно позначитися на надійності роботи устаткування.

Наприклад, розмелювання вугілля здійснюється в кульових барабанних млинах (ШБМ), де процес подрібнення відбувається за рахунок підняття куль на певну висоту і їх скидання на матеріал, руйнуючи частки через стирання та роздавлювання. Ці випадкові процеси потребують великих мас тіл для помелу і великих млинів. Значна маса рециркулюючої крупки та сотового матеріалу погіршує процес розмелу. Ефективність подрібнення залежить від утворення поверхні матеріалу на одиницю витрачених енергії. У ШБМ додаткові витрати енергії приводять до низького енергетичного ККД (приблизно 5%). Крім того, млини не враховують фізико-механічні властивості матеріалу і наявність металу від зносу куль і броні, що погіршує видалення пилу з котлів.

Натомість у світі існують більш ефективні помольні технології. Французька компанія «Fives-Cail» розробила барабанно-валкові млини (БВМ) для розмолу цементу, вугілля та інших матеріалів. Процес подрібнення в них здійснюється за рахунок поперемінного пресування валком і «розпушування» матеріалу скребком, який рухається в горизонтальному барабані, що обертається з надкритичною швидкістю (50 об/хв). Мельний матеріал проходить через пресування кілька разів, що дає можливість досягти високої ефективності.

Завдяки універсальності технології БВМ можуть використовуватися

як для сухого, так і для мокрого розмелювання. Це дозволяє значно знизити питому витрату електроенергії, оскільки матеріал проходить під пресуючий валок кілька разів, що не властиво для інших млинів. Сили стиснення та зсуву руйнують мікротріщини в вугіллі, полегшуючи процес подрібнення. БВМ передає енергію без значних втрат, що підвищує ефективність використання електроенергії. Крім того, форма зони роздавлювання збільшує кут захоплення і тривалість контакту матеріалу з поверхнями млина.

Такі млини можуть бути встановлені на газо-мазутних енергоблоках при їх реконструкції для спалювання вугілля.

Порівняльні питомі вартісні показники млинів, наведені в таблиці 3.3, підтверджують переваги нового обладнання [21,24].

Таблиця 3.3 — Порівняння млинів типу ШВМ та БВМ.

Тип млина	Питома витрата електроенергії на розмелювання кВт·ч/т	Питома витрата металу на 1 т готового пилу, г/т	Ресурс броні, тис. ч.	Капітальні вкладення на 1 кг ваги конструкції, дол/кг
ШВМ	36-46	<350-370	30-40	-
БВМ	15-25	знос деталей незначний	70-100	12

Екологія вугільної енергетики в Україні покращиться лише за умови виконання європейських екологічних стандартів. Потрібно очищати вугілля до спалювання, здійснювати газоочистку після спалювання та утилізувати мінеральні компоненти з газів і відходів вуглезбагачення. Інвесторами технологій для зниження шкідливих викидів повинні стати енергоринки.

Всі продукти переробки відходів ТЕС можуть приносити значні прибутки, десятки доларів за тону. Однак жодна ТЕС в Україні не має системи газоочистки для викидів сірки та азоту. Вугільні енергоблоки на часткових навантаженнях і при спалюванні низькосортного вугілля (сірка до 3-4%, зольність понад 40%) збільшують шкідливі викиди. Спільне спалювання нафтогазових енергоносіїв з вугіллям також підвищує рівень

NO_x в атмосфері. Оптимізація графіків навантажень енергосистеми допоможе знизити викиди CO₂, NO_x, SO₂ та золи.

Близько третини українського вугілля споживає металургійна промисловість. У коксівному вугіллі вміст сірки і породи складає 2-3% і 20-35% відповідно. Таким чином, шкідливі викиди від ТЕС і коксохімічних заводів становлять 50-70%. Високий вміст сірки вугілля сприяє корозії обладнання та обмежує використання некондиційного вугілля в коксохімії.

Технології очищення вугілля від сірки можуть мати термін окупності 2-3 роки. Вартість впровадження таких технологій для ТЕС потужністю 2000 МВт може скласти 10-15 млн доларів. Однією з перспективних технологій є крюмагнітне очищення вугілля від піритних сполук, яке дозволяє глибоко очищати вугілля та вугільні відходи.

За розрахунками, річна економія на одному енергоблоці потужністю 300 МВт від впровадження крюмагнітної сепарації вугільного пилу становить 16,9 млн грн/рік при терміні окупності 1,4 роки.

Лабораторні дослідження показали, що сепарація пиловугільної аеросуміші з магнітною індукцією до 5 Тл дозволяє знизити вміст сірки на 65-80%, зольність на 35-48%, а теплоту згоряння вугілля збільшити на 15-22%. Наприклад, теплота згоряння пилу після сепарації з 22 МДж/кг підвищується до 27,3 МДж/кг, а зольність зменшується з 31,2% до 16,6%.

Розроблено варіанти касетних та роторних сепараторів для сухого очищення вугілля з продуктивністю до 50 т/год. Орієнтовні характеристики високоградієнтного крюмагнітного сепаратора включають: продуктивність 10-100 т/год, ступінь вилучення піритної сірки 90-95%, зниження зольності на 30-60%, споживана потужність 15 кВт, маса 10 тонн, розміри 4,5 x 3 x 1,8 м.

3.4 Висновки до 3 розділу

Реалізація проєктів із впровадження котлів ЦКШ на енергоблоці №4

Старобешівської ТЕС та №8 Зміївської ТЕС показала складнощі при спалюванні українських антрацитів і підтвердила обмеження західних технологій у наших умовах. Незважаючи на труднощі, ЦКШ має значний потенціал: дозволяє спалювати високозольне вугілля та відходи без підсвітки, знижує собівартість електроенергії, продовжує строк служби обладнання й зменшує викиди.

Водночас масштабування котлів виявило критичні технічні обмеження. Зі збільшенням потужності зростають вимоги до висоти топки, циркуляції та надійності. Помилки в розрахунках призводять до неповного згорання палива і аварій. Тому доцільно спершу впроваджувати технологію на менших котлах, адаптованих до місцевого палива, а вже потім масштабувати на великі блоки. Застосування модульних рішень дозволяє мінімізувати ризики. Отриманий досвід важливо зберегти й використати для підтримки українських інженерних і наукових шкіл.

Отже, на тлі зростання ролі вугілля в енергетичному балансі України актуальним стає питання модернізації зношених енергоблоків з урахуванням економічної доцільності та екологічної безпеки. Сучасні маловитратні технології підготовки палива та подачі пиловугільної суміші, що вже зарекомендували себе у світовій практиці, можуть бути поступово впроваджені на українських ТЕС у межах планових капітальних ремонтів. Це забезпечить реальне зниження шкідливих викидів і підвищення ефективності виробництва електроенергії, а термін окупності таких інвестицій становить усього 2–3 роки. Таким чином, Україна має всі передумови для переходу до більш чистої та ощадливої вугільної енергетики.

4 ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТЕПЛОГЕНЕРУЮЧОГО ОБЛАДНАННЯ КИЇВСЬКОЇ ТЕЦ-5

Для теплових електричних станцій оптимізація режимів використання існуючого теплогенеруючого обладнання є одним з найбільш ефективних шляхів заощадження коштів і зменшення витрат на паливо. Такий підхід передбачає детальне вивчення та налаштування технологічних процесів з урахуванням варіативності теплових навантажень, що виникають внаслідок зміни попиту на теплоенергію.

Основною метою є оптимізація роботи котлів, турбін і інших елементів теплогенерації, щоб забезпечити їх ефективне використання при різних режимах навантаження, з мінімізацією витрат палива та максимальною віддачею енергії. Для цього важливо враховувати не лише споживання палива, а й гідравлічні особливості трубопроводів мережної води, які можуть суттєво впливати на процеси теплообміну.

Оптимізація може включати налаштування параметрів теплогенерації та визначення найефективніших режимів роботи обладнання з урахуванням реального теплового навантаження, що дозволить мінімізувати втрати енергії та зменшити витрати на паливо. Врахування гідравлічних характеристик трубопроводів дає змогу забезпечити кращу циркуляцію теплоносія та знизити енергетичні втрати, що сприяє додатковій економії ресурсів і збільшенню ефективності роботи теплової станції.

Таким чином, оптимізація теплових режимів і технічних характеристик обладнання дозволяє зменшити експлуатаційні витрати і підвищити економічну ефективність роботи станції.

4.1 Проведення оптимізаційних робіт

Проєкт модернізації Київської ТЕЦ-5 здійснювався у декілька етапів з метою оптимізації режимів використання теплофікаційного обладнання та забезпечення зменшення витрат на паливо, а також покращення

ефективності роботи станції.

Перший етап полягав у визначенні експлуатаційних вимог та технологічних обмежень, а також збору вихідних даних щодо гідравлічного та теплового режимів системи. Підготовлена розрахункова таблиця для вибору режиму роботи теплофікаційного обладнання на основі теплового навантаження дозволила врахувати всі можливі варіанти температурних графіків. Також було розроблено гідравлічну схему мережних трубопроводів та таблиці для гідравлічного розрахунку різних режимів, що пов'язані з навантаженням теплофікаційного обладнання [4].

На другому етапі були проведені роботи з використанням розрахункових таблиць для вибору оптимальних режимів як теплових, так і гідравлічних. Проведено розрахунки граничних режимів, що дозволили аналізувати можливості існуючої технологічної схеми трубопроводів. Оцінено вплив окремих ділянок трубопроводів на гідравлічний режим, що є критичним для ефективної роботи станції [4].

Третій етап передбачав розрахунки варіантів технологічних схем трубопроводів та обладнання, які б відповідали різним тепловим навантаженням. Були виконані гідравлічні розрахунки для різних варіантів роботи системи. На цьому етапі були вибрані найбільш ефективні конфігурації обладнання для забезпечення оптимальних режимів роботи станції.

Четвертий етап був аналітичним і включав аналіз «вузьких місць» у системі, що можуть обмежувати ефективність роботи. Базуючись на попередніх етапах, були обґрунтовані оптимальні режими роботи теплофікаційного обладнання, що забезпечують досягнення максимальних параметрів ефективності. Розрахункова таблиця була уточнена з урахуванням особливостей гідравлічного режиму роботи.

На п'ятому етапі було розглянуто варіанти вдосконалення схеми трубопроводів та заміни існуючих режимів поточкорозподілу. У результаті

проведеного аналізу були систематизовані результати та розроблені пропозиції для реконструкції системи трубопроводів та обладнання [4].

З метою оптимізаційного аналізу було визначено шість варіантів режимів експлуатації теплофікаційного обладнання ТЕЦ-5. Кожен з цих режимів включав різні умови для теплових навантажень та температурних графіків, що дозволяло здійснити всебічну перевірку здатності системи працювати в екстремальних умовах. За допомогою цих варіантів були розглянуті різні конфігурації котлів та мережних підігрівачів для досягнення оптимальної ефективності. Аналіз результатів досліджень дозволив визначити найбільш ефективні варіанти для роботи станції та вибрати оптимальне обладнання, яке відповідатиме вимогам, поставленим перед початком оптимізаційних робіт [4].

Аналіз розрахунків для різних режимів роботи теплофікаційного обладнання ТЕЦ-5 виявив значну залежність ефективності системи від температурних умов зовнішнього середовища та внутрішніх характеристик обладнання. У першому режимі, що розглядав екстремальну температуру на рівні мінус 22°C, обладнання забезпечило повне покриття теплового навантаження, при цьому температура мережної води досягла 116°C, що перевищує нормативні 115°C. Це підтвердило достатність потужностей для роботи в умовах критичних температур. У другому режимі, при аналогічних умовах, система не змогла покрити повне теплове навантаження: температура води становила 109,7°C, що на 5,3°C нижче необхідного рівня, що свідчить про неефективність роботи системи при високих навантаженнях.

Третій режим, де розраховувалося мінімальне теплове навантаження, показав, що температура мережної води становила 64,1°C, що майже точно відповідало проектному значенню 65°C, що вказує на коректну роботу обладнання при низьких навантаженнях. Четвертий режим, що відображає типову температуру зовнішнього повітря в Києві (+1°C), також продемонстрував задовільну ефективність: температура води була 77,9°C,

що лише трохи відрізнялося від розрахункових $79,3^{\circ}\text{C}$, що підтвердило відповідність роботи обладнання сезонним умовам.

У п'ятому та шостому режимах система показала стабільні результати з температурами води $82,9^{\circ}\text{C}$ та $92,9^{\circ}\text{C}$ відповідно, що свідчить про ефективну роботу при середніх та високих навантаженнях. Загалом, оптимізація показала, що використання мережних підігрівачів є менш енергозатратним, ніж котлоагрегатів, і тому їх використання є доцільним. Вибір блоків для роботи також залежить від особливостей виробництва електроенергії, де блоки 1, 2 та 3 мають більшу пріоритетність порівняно з блоком 4. Однак одночасна робота підігрівачів з блоками 3 та 4 не є ефективною з точки зору гідравлічного режиму. Таким чином, результати досліджень дозволяють зробити висновки щодо необхідності ретельного налаштування режимів роботи обладнання для досягнення оптимальних результатів [4].

Згідно одержаних таблиць будуюмо графік залежності температури мережної води від завантаженості теплофікаційного обладнання.

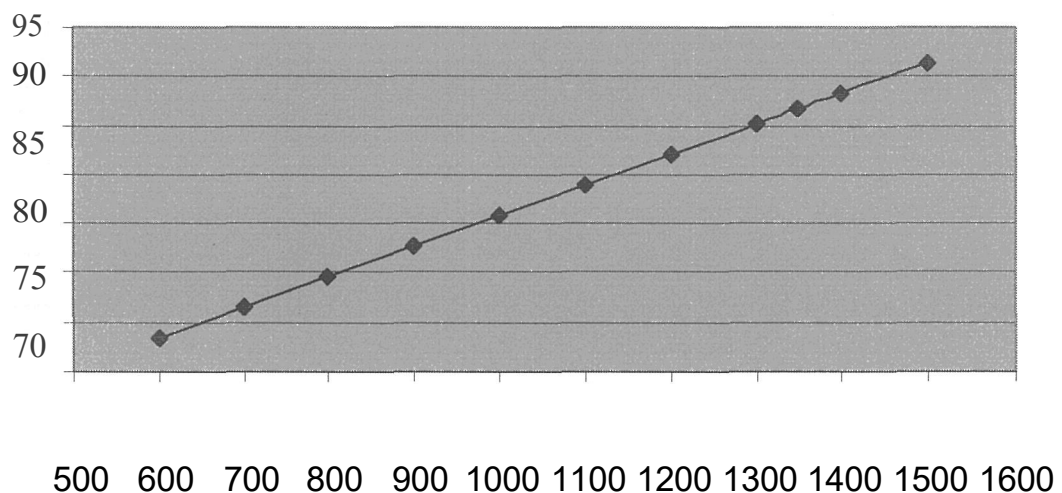


Рисунок 4.1 - Залежність температури мережної води від завантаженості теплофікаційного обладнання.

4.1.1 Загальні висновки проведених досліджень

Аналіз гідравлічних характеристик технологічної схеми

теплофікаційного комплексу показав значні проблеми при максимальному витрачанні мережної води на рівні 32 100 м³/год, що відповідає розрахунковому максимуму згідно з режимною картою теплових мереж Київенерго для ТЕЦ-5. Серед основних обмежень у функціонуванні теплогенеруючих і насосних агрегатів:

Мережний підігрівач блоку №3 не здатний забезпечити номінальне теплове навантаження, що призводить до недогенерації енергії в межах 46,5–58,5 МВт. Також, через технічні обмеження, не можливо повноцінно залучити всі п'ять котлоагрегатів до роботи, що призводить до втрати до 150 МВт потенційної теплової потужності.

Гідравлічна взаємодія між підігрівачами блоків №3 і №4 при їх одночасному функціонуванні створює дефіцит мережної води в обох гілках, роблячи їх спільну експлуатацію неефективною. Мережні насоси працюють на межі своїх робочих характеристик, що ускладнює виведення обладнання на ремонт чи резерв без ризику втрати стабільності тиску в вихідних магістралях.

Також, за такої витрати мережної води неможливо досягти заданих параметрів температурного графіка води при високому тепловому навантаженні. Однак, при зниженні витрати до проєктного рівня в 28 000 м³/год, що вимагає корекції зовнішньої тепломережі, можна досягти оптимальної роботи системи та додатково генерувати близько 200 Гкал/год теплової енергії.

У рамках запропонованих заходів реконструкції необхідно оптимізувати експлуатацію підігрівача блоку №3, щоб забезпечити проєктне витрачання мережної води, що дозволить максимально використати потенціал теплофікаційного відбору та додати до 46,5 МВт додаткової потужності при мінімальних витратах газу. Також важливо мінімізувати гідравлічну залежність між підігрівачами блоків №3 і №4 при паралельному їх використанні та переглянути пріоритетність залучення теплогенеруючих

одиниць, віддаючи перевагу сумісному режиму, який забезпечить нижчі питомі витрати для покриття теплового навантаження [4].

4. 2 Висновки до розділу 4

Оптимізація режимів роботи обладнання на Київській ТЕЦ-5 дозволила зменшити витрати палива та підвищити ефективність станції. У межах модернізації було реалізовано п'ять етапів робіт: аналіз стану системи, побудова розрахункових схем, вибір оптимальних режимів, виявлення обмежень та розробка пропозицій з реконструкції. Дослідження шести варіантів експлуатації показали, що ефективність системи значною мірою залежить від температури зовнішнього повітря та параметрів обладнання. При низьких і середніх навантаженнях обладнання працювало стабільно, а при максимальних — виявлено недогенерацію тепла та перевищення гідравлічних обмежень.

Підігрівач блоку №3 не забезпечує повного навантаження, що спричиняє втрати до 58,5 МВт, а також унеможлиблюється одночасна робота всіх котлів. Одночасна експлуатація підігрівачів блоків №3 і №4 призводить до дефіциту мережної води. Витрата 32 100 м³/год створює гідравлічні проблеми, тоді як зниження до 28 000 м³/год забезпечує стабільну роботу й додаткову генерацію тепла. Для покращення роботи ТЕЦ-5 рекомендовано оптимізувати роботу підігрівачів, зменшити гідравлічні взаємозалежності та використовувати конфігурації з нижчими питомими витратами палива.

5 ТЕПЛОВА СХЕМА ТЕЦ

5.1 Розрахункові залежності

З огляду на вагоме значення енергетичного сектору в структурі національного господарства, правильний вибір проектного рішення для електростанції має суттєвий вплив на економічний розвиток країни.

Будівництво електростанцій супроводжується значними капіталовкладеннями, тривалими строками реалізації проєкту та великим ресурсом експлуатації. Саме тому до таких об'єктів ставляться жорсткі вимоги щодо ефективності, надійності, безпечності функціонування і стабільності виробництва енергії.

У роботі подано порівняльні розрахунки для проєктованої теплоелектроцентралі (ТЕЦ) та котельні з метою вибору найбільш раціонального варіанту реалізації. Київська ТЕЦ-5, у місті Києві, існуюча структура першої черги ТЕЦ-5: 2 турбіни Т-100/120-130 з опалювальним відбором 186 МВт; 2 енергетичні котли ТГМ-96А продуктивністю 500 т/год; 2 пікові водонагрівальні котли ПТВМ-180.

Теплофікаційне навантаження: $Q_{\max} = 790,68$ МВ. Частка гарячого водопостачання складає – $\gamma_{\text{ГВП}} = 20\%$, вентиляції – $\gamma_{\text{В}} = 10\%$. Кількість годин використання встановленої потужності $T_{\text{вст}} = 6797$ год./рік. Паливо — природніш газ.

При виборі варіантів енергопостачання необхідно керуватися тим, що ТЕІ і повинна покривати всі потреби по навантаженню в гарячій воді.

В даному дипломному проєкті спеціаліста розглянемо два варіанти:

Перший варіант: структура станції ТЕЦ-5: $2 \times \text{Т-100/120-130} + 2 \times 500$ т/год + 2 П + 78ВК.

Другий варіант: Котельня. Для котельні необхідно визначити кількість водонагрівальних котлів, за нижче приведеними формулами. Нехай для забезпечення необхідного навантаження будуть братися котли з паропроductивністю по 209,34 МВт, тобто водонагрівальні.

Розрахуємо теплові навантаження на вентиляцію, гаряче водопостачання й опалення. Розрахункове теплове навантаження на вентиляцію:

$$Q_{pv} = \gamma_v Q_{max}, \quad (5.1)$$

де Q_{max} – максимальне теплове навантаження в гарячій воді, МВт; γ_v – частка вентиляції.

$$Q_{pv} = 0,1 \times 790,68 = 79,068 \text{ МВт},$$

Розрахункове теплове навантаження на гаряче водопостачання в опалювальний період (взимку) складає:

$$Q_{ГВП}^{ЗИМ} = \gamma_{ГВП} Q_{max} \quad (5.2)$$

де Q_{max} – максимальне теплове навантаження в гарячій воді, МВт, $\gamma_{ГВП}$ – частка гарячого водопостачання.

$$Q_{ГВП}^{ЗИМ} = 0,20 \cdot 790,78 = 158,136, \text{ МВт}$$

Навантаження гарячого водопостачання влітку складає 70% зимового, тобто

$$Q_{ГВП}^{ЛІТ} = 70\% Q_{ГВП}^{ЗИМ} \quad (5.3)$$

$$Q_{ГВП}^{ЛІТ} = 70\% Q_{ГВП}^{ЗИМ} = 70\% \cdot 158,136 = 110,6952, \text{ МВт}$$

Розрахункове теплове навантаження на опалення:

$$Q_{po} = Q_{max} - Q_{pv} - Q_{ГВП}, \quad (5.4)$$

де Q_{max} – максимальне теплове навантаження в гарячій воді, МВт,

Q_{pv} – розрахункове теплове навантаження на вентиляцію, МВт,

$Q_{ГВП}$ – розрахункове теплове навантаження на гаряче водопостачання, МВт.

$$Q_{po} = 790,68 - 79,068 - 158,136 = 553,476 \text{ МВт}$$

Для покриття необхідного навантаження в гарячій воді використовують такі турбіни: дві турбіни Т-100/120-130.

За [1] знаходимо, що для турбіни Т-100/120-130 теплове навантаження відборів:

$$(Q_{от})^T = 186 \text{ МВт}$$

Таких турбін встановлюємо дві.

Таблиця 5.1 - Розрахунок

Температура зовнішнього повітря, °С			Число годин опалювального періоду з температурою зовнішнього повітря (°С), яка дорівнює або нижча за:							
Розрахунок для	Розрахунок для	Середня за опалювальний	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	+8
-21	-10	-1,1	1	5	36	166	502	1128	2352	4484

Знайдемо коефіцієнт теплофікації:

$$\alpha = n_T \frac{(Q_{от})^T}{Q_{max}} \quad (5.5)$$

де $(Q_{от})^T$ – теплове навантаження відборів турбіни Т-100/120-130, МВт,

Q_{max} – максимальне теплове навантаження в гарячій воді, МВт.

n_m – кількість турбін

$$\alpha = 2 \times 186 / 790,68 = 0,47.$$

Робимо вибір енергетичних та водонагрівальних котлів.

Вибираємо 1 котел 500 т/год на кожну турбіну. Резерв паропроductивності:

$$(2 \times 500) - (2 \times 460) = 80 \text{ т/год}$$

Для покриття пікового навантаження у гарячій воді:

$$Q_{пик} = Q_{max} - 2 \cdot (Q_{опт})^T \quad (5.6)$$

де $Q_{пик}$ – теплове навантаження в гарячій воді, що покривається ПВК, МВт,

Q_{max} – максимальне теплове навантаження в гарячій воді, МВт,

$(Q_{opt})^T$ – теплове навантаження теплофікаційних відборів турбіни, МВт.

$$Q_{пик} = 790,68 - 2 \times 186 = 418,68 \text{ МВт}$$

Оскільки на ТЕЦ-5 вже встановлено 2 водонагрівальні котли потужністю 180 Гкал/год. Тоді загальна кількість ПВК на ТЕЦ сягає кількості 2 одиниці і теплове навантаження в гарячій воді, що покривається піковими водонагрівальними котлами, досягне значення:

$$2 \times 209,34 = 418,68 \text{ МВт (ПТВМ-180)}.$$

Для котельні необхідно визначити кількість водонагрівальних котлів, за нижче приведеними формулами. Нехай для забезпечення необхідного навантаження будуть братися котли з паропродуктивністю по 209,34 МВт – водонагрівальні.

кількість водонагрівальних котлів знаходиться за формулою:

$$n_{BK} = \frac{Q_{max}}{Q_{кот}} \quad (5.7)$$

де Q_{max} потреба в гарячій воді, $Q_{max} = 790,68 \text{ МВт}$ (з завдання),

$Q_{кот}$ – навантаження одного котла, $Q_{кот} = 209,34 \text{ МВт}$.

$n_{BK} = 790,68/209,34 = 3,777$ Після округлення отримуємо $n_{BK} = 4$ шт.

Для остаточного вибору оптимального варіанту обладнання ТЕЦ необхідно визначити такі основні техніко-економічні показники ТЕЦ: витрата палива на виробіток енергії і тепла (В), витрата електроенергії на власні потреби ТЕЦ (Wв.п.), відпуск електроенергії в енергосистему (Wв.), капіталовкладення в будівництво ТЕЦ (КТЕЦ). Частина даних розрахована на ЕОМ. Результати розрахунку додані до проєкту.

Таблиця 5.2 - Вихідні дані

Максимальне навантаження, МВт	790,68	
Доля гарячого водопостачання, %	20" о	
Тривалість опалювального періоду, год/рік	4484	
Розрахункова температура опалення,	-21	
Середня температура опалення	-1,1	
1 Річний відпуск пари, тис. т/рік	0	
1 Кількість годин використання встановленої потужності, годин/рік	6797	
1 ККД котлоагрегатів	0,93	0.9
Втрати палива. %	0,00%	0,30%
Масиви навантажень по варіантах	1	2
Турбіни Т	372	
Турбіни ПТ	0	
Турбіни Р	0	
Водолонагрівальні котли	418.68	790,68
РОУ	0	
Разом	790.68	790,68
Характеристики турбін:		
Т: потужність, МВт	200	
питомі витрати тепла: на тепловому споживанні, кДж/кВт×год	3894	
те ж саме в конденсаційному режимі	921 1	
питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з опалювального відбору, кВт×год/ГДж	129	
Турбіни ПТ: потужність, МВт	0	
питомі витрати тепла: на тепловому споживанні, кДж/кВт×год	0	
те ж саме в конденсаційному режимі	0	
питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з опалювального відбору, кВт×год/ГДж	0	
те ж саме з виробничого відбору	0	
Доля навантаження, що покривається турбінами Р	0	
Турбіни Р, потужність, МВт	0	
питомі витрати тепла: на тепловому споживанні, кДж/кВт×год	0	

5.2 Результати розрахунків

Таблиця 5.3 – Результати розрахунків

РОЗРАХУНКИ		
Варіант 1	1	2
Літній відпуск тепла	433482,4	
Коефіцієнт заповнення графіку	59%	
Коефіцієнт нерівномірності графіку	4Го	
Долі навантаження	1	1
	0,529518	1
	0,529518	1
	0,529518	1
	0	0
Літнє ГВП	1560,536	0
	0	0
	0	0
	0	1560,53
	0	0
Відпуск тепла у гарячій воді. тис. ГДж	9113,894	9113,89
У т.ч.: турбіни Т	7469,64	1560,53
турбіни ПТ	0	0,00
турбіни Р	0,00	1560,53
водонагрівальні котли	1644,250	9113.89
РОУ	0	0
Відпуск тепла у парі. тис. ГДж	0	0
Разом відпуск тепла, тис. ГДж	9113,894	9113,89
Встановлена потужність ТЕЦ, МВт	200	0
Виробіток електроенергії, млн. кВт.год	1359,4	0
У т.ч.на теплоному споживанні	963,58	0,00

Продовження таблиці 5.3

Варіант 1	1	2
У т.ч. турбінами Т	963,58	0,00
турбінами ПТ	0,00	0,00
турбінами Р	0,00	0,00
в конденсаційному режимі	395,82	0,00
у т.ч. турбінами Т	395,82	0,00
турбінами ПТ	0	0
Витрати тепла на виробіток електроенергії тис ГДж	7398,056	0
Виробіток тепла енергетичними котлами тис ГДж	14867,7	0,0
Витрати палива, тис. т у.п/ рік:	643,54	360,42
у т.ч.: енергетичними котлами	578,52	0,00
водонагрівальними котлами	65,02	360,42

Питома витрата палива на ТЕЦ на виробіток електроенергії в теплофікаційному режимі:

$$b_{т.ф.} = \left[\frac{q_{т.ф.}}{(29309 \cdot \eta_{ка} \cdot \eta_{т.п.}) \cdot (1 + a/100)} \right] \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (5.7)$$

Питома витрата палива на ТЕЦ на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі:

$$b_K = \left[\frac{q_K}{(29309 \cdot \eta_{ка} \cdot \eta_{т.п.}) \cdot (1 + a/100)} \right] \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (5.8)$$

де $q_{т.ф.}$ і q_K – питомі витрати теплоти на 1 кВт-год відповідно для теплофікаційного і конденсаційного виробітку електроенергії;

$\eta_{ка}$ – КПД котлоагрегату, (приймаю $\eta_{ка} = 0,91$);

$\eta_{т.п.}$ – К ПД теплового потоку, (приймаю $\eta_{т.п.} = 0,99$);

K_1 – коефіцієнт враховуючий втрати при пуску, ($K_1 = 1,02$);

K_2 – враховує роботу ТЕЦ в змінних режимах, ($K_2 = 1,03$);

a – норма втрат палива при транспортуванні та зберіганні, % ($a=0$ для газу).

Питома витрата палива на ТЕЦ на виробіток тепла:

$$b_T = (34,1 \cdot K_1 \cdot K_2) / (\eta_{ка} \cdot \eta_{т.п.}) \cdot (1 + a/100) \quad (5.9)$$

Питома витрата палива на ТЕЦ на виробіток тепла водонагрівальними и енергетичними котлами визначається окремо.

Питома витрата палива на виробництва тепла в районній котельні.

$$b_{в.к.} = (34,1 \cdot K_1 \cdot 1,0526) / (\eta_{ка} \cdot \eta_{т.п.}) \cdot (1 + a/100) \quad (5.10)$$

Коефіцієнти 1,17 и 1,0526 враховують витрати теплоти на власні потреби котельнь та пускові витрати палива.

$$b_{т.ф.} = (3894 \times 1,02 \times 1,03) / (293090,91 \times 0,99) (1+0) = 0,1549 \text{ кг}/(\text{кВт} \times \text{год})$$

$$b_k = (9211 \times 1,02 \times 1,03) / (29309 \times 0,91 \times 0,99) \times 1 = 0,3665 \text{ кг}/(\text{кВт} \cdot \text{год})$$

$$b_k = (34,1 \times 1,02 \times 1,03) / (0,91 \times 0,99) \times 1 = 39,766 \text{ кг}/\text{ГДж}$$

$$b_{в.к.} = (34,1 \times 1,02 \times 1,01) / (0,90 \times 0,99) \times 1,003 = 39,545 \text{ кг}/\text{ГДж}$$

Таблиця 5.4 - Характеристики палива.

Вид	Вартість 1т умовного палива, у.о.	Теплотворна
Газ	300	34330
Мазут	320	37800

Витрати натурального палива:

$$B_{нат} = \sum B_{ум} \left(\frac{29309}{Q_H^p} \right) \quad (5.11)$$

де Q_H^p – теплотворна здатність палива

Перший варіант $B_{нат} = 643,53 \times 29309 / 34330 = 493,91$ тис т/рік

Другий варіант $B_{нат} = 360,42 \times 29309 / 34330 = 307,706$ тис т/рік

Таблиця 5.5 - Витрати палива на виробіток електроенергії і тепла.

Назва	Формула	Варі	Варіа
		ТЕЦ-	ТЕЦ-
Витрати	Розрахунок на	643,5	360,42
палива на			
Витрати	$B_{нат} = \sum B_{ум} \left(\frac{29309}{Q_H^p} \right)$	493,9	307,70
натурального		1	6

Витрати електроенергії на власні потреби ТЕЦ визначають на підставі питомих витрат електроенергії по окремих групах найбільш потужних механізмів власних потреб. Ці механізми відносяться до різних цехів ТЕЦ (фаз виробництва) і тому їх треба групувати по цих цехах.

Котельний цех.

1 Тяго-дугтєві пристрої:

$$W_{т.д.} = \omega_{т.д.} \cdot D_{ПАР(год)} \quad (5.12)$$

де $\omega_{т.д.}$ – питома витрата електроенергії на виготовлення 1 тони пари енергетичними котлами, кВт×год/т. $\omega_{т.д.} = 3$;

$D_{ПАР(год)}$ – кількість пари, що виробляють енергетичні котли. Кількість пари можна визначити за формулою :

$$D_{ПАР(год)} = \frac{Q_{ен.к.}}{2,59}$$

2 Живильні електронасоси:

$$W_{жн} = \omega_{жн} \cdot D_{ПАР(год)} \quad (5.13)$$

де $\omega_{жн}$ – питома витрати електроенергії на перекачування 1 тони живильної води. $\omega_{жн} = 7,5$.

Турбінний цех:

Основними споживачами цього цеху є циркуляційні насоси. Електроенергію, що споживається ними $W_{цн}$ визначають у відсотках від вироблення електроенергії. $W_{цн} = 0,5\%$.

$$W_{цн} = W_{вир} \frac{0,5}{100} \quad (5.14)$$

де $W_{вир}$ – річний виробіток електроенергії.

Теплофікаційне устаткування:

Витрати електроенергії основними споживачами – мережними насосами можна обчислити в такий спосіб:

$$W_{сн} = \omega_{сн} \cdot Q_{гв} \quad (5.15)$$

де $\omega_{сн}$ – питома витрата електроенергії на 1 ГДж тепла, що відпущене з гарячою водою, $\omega_{сн} = 3$.

$Q_{гв}$ – річний відпуск тепла в гарячій воді.

Інші споживачі:

Витрати електроенергії іншими споживачами позначається $W_{пр}$. $W_{пр} = 0,7\%$.

Сумарні витрати електроенергії на власні потреби складають:

$$W_{сум} = W_{тд} + W_{пн} + W_{цн} + W_{сн} + W_{пр}, \quad (5.16)$$

річний відпуск електроенергії від ТЕЦ у мережі складає:

$$W_{відп} = W_{вир} - W_{сум}, \quad (5.17)$$

Визначимо капіталовкладення для кожного варіанта.

- для будівель та споруд:

$$K_{бс} = K_{бс}^I + n_{бл} K_{бс}^{II} + n_{вк} K_{бс(вк)} \quad (5.18)$$

- для обладнання:

$$K_{об} = K_{об}^I + n_{бл} K_{об}^{II} + n_{вк} K_{об(вк)} \quad (5.19)$$

- сумарні капіталовкладення у ТЕЦ:

$$K_{ТЕЦ} = K_{бс} + K_{об} \quad (5.20)$$

де $K_{бс}^I$ і $K_{бс}^{II}$ – витрати на будівлі та споруди, віднесені відповідно на перший і на кожний наступний блок, млн.у.о.

$K_{об}^I$ і $K_{об}^{II}$ – витрати на обладнання, віднесені відповідно на перший і на кожний наступний блок, млн.у.о.

$n_{бл}$ – кількість наступних блоків (без першого агрегату).

$K_{бс(вк)}$ і $K_{об(вк)}$ – витрати на будівлі та споруди і на обладнання, віднесені на один піковий водонагрівальний котел, розташований на майданчику ТЕЦ, млн.у.о.

$n_{вк}$ – кількість пікових водонагрівальних котлів.

Перший варіант: тільки з урахуванням встановлення 2 ПТВМ-180.

$$K_{ТЕЦ}^I = 2 \times 2,9 + 2 \times 6,8 + 63,5 + 39 + 77 + 36 = 234,9 \text{ млн. у.о.}$$

Другий варіант: тільки з урахуванням встановлення 4 ПТВМ-180.

$$K_{об}^{II} = 21 + 3 \cdot 4,3 = 33,9 \text{ млн. у.о.}$$

Таблиця 5.6 - Витрати електроенергії на власні потреби

Назва	Формула	Варіант 1 ТЕЦ-200	Варіант 2 Роздільна схема
Паливо-приготування	$W_{ппр}$, млн.кВт·год/рік	0	0
Тяго-дугтєве обладнання	$W_{тд}$, млн.кВт·год/рік	17,0613	12,316
Живильні насоси	$W_{жв}$, млн.кВт·год/рік	36,5599	0
Гідрогазовидалення	$W_{гв}$, млн.кВт·год/рік	0	0
Турбінний цех. Цирк., насоси	$W_{цн}$, млн.кВт·год/рік	8,8361	
Теплофікаційне устаткування	$W_{мн}$, млн.кВт·год/рік	27,342	27,342
Інші споживачі	$W_{ін}$, млн.кВт·год/рік	9,516	3,966
Сумарні витрати	$W_{вп}$, млн.кВт·год/рік	99,315	43,624
Річний відпуск електроенергії	$W_{відп}$, млн.кВт·год/рік	1260,085	0

Чисельність експлуатаційного персоналу приймаємо на підставі з урахуванням розширення ТЕЦ тільки для другого варіанту.[1] У результаті маємо:

$$R^I = 124 \text{ чол.},$$

Чисельність експлуатаційного персоналу відповідно для 2-го варіантів, чол.:

$$R^I = 124 \text{ чол.},$$

Заробітна плата експлуатаційного персоналу визначається по формулі.

$$B_{з.п.} = R_e \times \Phi_{з.п.} \quad (5.21)$$

де R_e – чисельність експлуатаційного персоналу ТЕЦ; $\Phi_{з.п.}$ – середньорічна заробітна плата з нарахуванням на неї, у.о./рік.

Фонд зарплати приймаємо з урахуванням пункту 1.2.2.1.:

$$\text{Перший варіант: } B_{з.п.}^I = 124 \times 7000 \cdot 10^{-6} = 0,868 \text{ млн. у.о./рік};$$

$$\text{Другий варіант: } B_{з.п.}^{II} = 76 \times 4500 \cdot 10^{-6} = 0,203 \text{ млн. у.о./рік};$$

Амортизаційні відрахування розраховуються за формулою:

$$B_a = (H_{a.з.с.}/100)K_{бс} + (H_{a.об.}/100)K_{об} \quad (5.22)$$

де H_a – норма амортизаційних відрахувань в відсотках, приймаємо в залежності від потужності ТЕЦ, виду палива і числа годин використання встановленої потужності.

$$B_a^{\text{кот}} = H_a - K_{\text{кот}}/100,$$

1. Перший варіант $B_a^I = (5,5/100) \times 84,5 + (20/100) \times 150,4 = 34,728$ млн. у.о./рік;

$$\text{Другий варіант } B_a^{II} = 33,9 \times 15/100 = 5,085 \text{ млн. у.о./рік};$$

Загально станційні та інші витрати визначаємо як долю від суми витрат на амортизацію і заробітну плату.

$$B_{ін} = (\alpha_{ін}/100) (B_a + B_{зп}) \quad (5.23)$$

де $\alpha_{ін}$ - приймаємо в залежності від потужності ТЕЦ

$$\text{Перший варіант } B_{ін}^I = (60 / 100) \times (34,728 + 0,868) = 0,214 \text{ млн. у.о./рік};$$

Другий варіант $B_{IH}^{II} = (70 / 100) \times (5,085 + 0,203) = 0,037$ млн. у.о./рік;

Вартість палива, млн. у.о./рік:

$$C_{п} = B_{у.п.} \times C_{т.р.} \quad (5.24)$$

де $C_{т.р.}$ – ціна палива для даного регіону, у.о./т у.п [1].

Перший варіант $C_{п}^I = 588,179 \times 250 + 270 \times 16,557 = 151,515$ млн у.о./рік;

Другий варіант $C_{п}^{II} = 250 \times 360,415 + 270 \times 0 = 90,104$ млн. у.о./рік;

Вартість замикаючого відпуску електроенергії.

$$C_{зам} = C_{зам.р.} \times E_{зам.} \quad (5.25)$$

де $C_{зам.р.}$ – ціна електроенергії для даного регіону у.о./кВт год [1]

$C_{зам.}$ – замикаючий відпуск електроенергії, млн. кВт×год/рік.

Перший варіант $C_{зам.}^I = 0$ млн. у.о./рік;

Другий варіант $C_{зам.}^{II} = (1260,0852 + 43,6235) \times 0,09 = 117,334$ млн. у.о./рік;

Приведені витрати.

$$Z = B_{\Sigma} + 0,1 \times K, \quad (5.26)$$

$$B_{\Sigma} = B_{т} + B_{з.п.} + B_{а} + B_{ін} + B_{зам} \quad (5.27)$$

Перший варіант $B = 151,515 + 34,728 + 0,868 + 0,214 = 187,324$ млн. у.о./рік;

$Z = 187,324 + 0,1 \times 234,9 = 210,814$ млн. у.о./рік;

Другий варіант $B_{\Sigma} = 90,104 + 5,085 + 0,203 + 0,037 + 117,334 = 212,762$ млн. у.о./рік;

$Z = 212,762 + 0,1 \times 33,9 = 216,152$ млн. у.о./рік;

Висновки: при проведенні ТЕО було встановлено, що обидва варіанти – рівноеконімічні (різниця приведених витрат менша за 5%), але, зважаючи на дефіцит електроенергії, обираємо перший варіант, із приведеними річними витратами, для якого вони дорівнюють 210,814 млн. у.о./рік.

5.3 Висновки за розділом 5

Проектування електростанцій потребує обґрунтованого вибору, оскільки будівництво таких об'єктів пов'язане з великими капіталовкладеннями, тривалими строками реалізації та жорсткими вимогами до ефективності та надійності. У дипломному проєкті виконано порівняльний аналіз двох варіантів енергопостачання: ТЕЦ та котельні, з метою вибору найефективнішого рішення. Базою для розрахунків слугувала Київська ТЕЦ-5, до складу якої входять дві турбіни Т-100/120-130 по 186 МВт, два котли ТГМ-96А по 500 т/год і два пікові водогрійні котли ПТВМ-180. Загальне теплове навантаження становить 790,68 МВт, з них 20% — гаряче водопостачання, 10% — вентиляція. Працює на природному газі, з річним використанням встановленої потужності 6797 год.

У першому варіанті (ТЕЦ) передбачено використання двох турбін і двох енергетичних котлів, що забезпечують як тепlopостачання, так і виробництво електроенергії. У другому варіанті (котельня) — чотири водогрійні котли по 209,34 МВт, які покривають лише теплове навантаження. Теплові навантаження на вентиляцію та гаряче водопостачання становлять відповідно 79,07 МВт та 158,14 МВт, опалення — 553,47 МВт. У літній період ГВП зменшується до 70%.

У ТЕЦ теплова потужність відборів — 372 МВт. Коефіцієнт теплофікації — 0,47. Пікове навантаження перекривається котлами ПТВМ-180. У котельному варіанті чотири котли забезпечують повне покриття навантаження. Виріток тепла ТЕЦ — 9113,89 тис. ГДж, електроенергії — 1359,4 млн кВт·год (з них теплофікаційна — 963,58 млн, конденсаційна — 395,82 млн). В котельні електроенергія не виробляється.

Витрати палива ТЕЦ — 643,54 тис. т у.п./рік (493,91 тис. т газу), котельні — 360,42 тис. т у.п./рік (307,71 тис. т газу). Питомі витрати на виробіток електроенергії: 0,1549 кг/кВт·год (теплофікаційна), 0,3665 кг/кВт·год (конденсаційна); на виробіток тепла — близько 39,5 кг/ГДж.

Враховано витрати електроенергії на власні потреби — на тяго-дугтєві пристрої, насоси, інше обладнання. Для ТЕЦ також враховано обсяг електроенергії, що відпускається в мережу.

Капіталовкладення оцінено окремо для будівель і обладнання. ТЕЦ — капіталомісткий варіант, але забезпечує комбіноване виробництво тепла та електроенергії, що дозволяє знизити питомі витрати палива. Котельня — дешевший варіант, однак без виробітку електроенергії. Вибір залежить від енергетичних потреб регіону та загальної стратегії розвитку інфраструктури.

6 РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО МОДЕРНІЗАЦІЇ РОТОРА ТУРБІНИ К-300-240 ТА РОЗРОБКА ЇЇ ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ

У зв'язку з тривалим терміном експлуатації турбін типу К-300-240, значна частина з них демонструє зниження техніко-економічних показників, що пов'язано з втомним зносом ротора, ерозією лопаток, порушенням балансування та зниженням термостійкості матеріалів. Модернізація ротора дозволяє суттєво подовжити строк служби агрегату, підвищити його ефективність і надійність, а також знизити ризики аварійних ситуацій.

Доцільною є заміна або ремонт ротора з використанням сучасних зносостійких матеріалів, які мають вищу стійкість до температурних і динамічних навантажень. Зокрема, рекомендується застосування лопаток з легованих сталей із покращеною антикорозійною та антиерозійною стійкістю, а також використання сучасних методів неруйнівного контролю для виявлення мікротріщин. Балансування ротора на спеціалізованих стендах має проводитися з урахуванням змін у масо-інерційних характеристиках після ремонту.

Розробка нової теплової схеми турбіни повинна відповідати сучасним вимогам енергоефективності та екологічності. Оптимізація теплової схеми передбачає зменшення втрат тиску в паропроводах, удосконалення систем регулювання відборів пари, а також впровадження регенеративного підігріву з багатоступеневою подачею. Це дозволить підвищити загальний ККД турбіни, зменшити витрати палива та підвищити теплову гнучкість агрегату при роботі в режимах часткового навантаження.

Комплексна модернізація ротора та удосконалення теплової схеми турбіни К-300-240 є важливою складовою стратегії підвищення надійності та конкурентоспроможності вітчизняної енергетики в умовах сучасних викликів.

6.1 Засоби модернізації елементів турбоустановок типу К-200-130 та Е-300-240 для підвищення їх енергоефективності

Харківське центральне конструкторське бюро, яке спеціалізується на проєктуванні, модернізації та реконструкції тепломеханічного обладнання для вітчизняних електростанцій, провело масштабну роботу з удосконалення систем конденсаційних електростанцій (КЕС) та теплових електроцентралей (ТЕЦ). У межах цієї діяльності було розроблено низку технічних рішень, що охоплюють широкий спектр інвестиційних затрат — від низькобюджетних до капіталомістких проєктів. Усі ці заходи мають на меті підвищення надійності обладнання, покращення його експлуатаційних характеристик і загальне підвищення енергоефективності об'єктів.

Особливої уваги заслуговують ті технічні рішення, які демонструють найвищий техніко-економічний ефект. Саме такі приклади наведено нижче як зразки оптимального балансу між витратами та досягнутими результатами. Вони базуються на багаторічному досвіді фахівців бюро, із урахуванням специфіки як окремих технологічних одиниць, так і енергосистем у цілому.

6.2 Модернізація надбандажних ущільнень ЦВТ і ЦСТ турбін

Метою запропонованої модернізації є не лише підвищення економічності роботи циліндрів високого (ЦВТ) та середнього тиску (ЦСТ), але й істотне покращення показників надійності та ремонтпридатності обладнання. Серед ключових завдань — усунення низькочастотної вібрації, мінімізація ризику механічного задіювання рухомих і нерухомих частин, а також зменшення зазорів в ущільнюючих гребенях надбандажних ущільнень.

Ці цілі реалізуються завдяки впровадженню осерадіальних надбандажних ущільнень нового типу. Їх конструкція передбачає чергування гребенів ротора і статора, які утворюють ефективну лабіринтну систему ущільнення. Осьові та радіальні зазори у цій системі підібрані з урахуванням можливих теплових деформацій, що повністю виключає контакт елементів

під час експлуатації. Як наслідок — забезпечується стабільний рівень витоків у надбандажному середовищі протягом усього міжремонтного циклу, що дозволяє зменшити теплові втрати в порівнянні з традиційними ущільненнями.

Ефективність такого технічного рішення вже підтверджено на практиці: подібні ущільнення були впроваджені на турбінах типу К-300-240 виробництва ЛМЗ, які експлуатуються на Вуглегірській ТЕС. Результати модернізації свідчать про зниження втрат, покращення стабільності роботи агрегатів і суттєве скорочення обсягу ремонтних робіт [3].

Модернізація, яка передбачає встановлення осерадіальних надбандажних ущільнень, не є складною у реалізації та може бути виконана під час капітального ремонту обладнання. Обсяг реконструктивних робіт охоплює наплавлення ущільнюючих гребенів на козирки діафрагм, приварювання смуг на бандажі робочих лопаток, а також механічну обробку діафрагм і роторів з метою формування ефективних ущільнюючих поверхонь. Усі роботи тривають протягом 40 днів в однозмінному режимі за участю чотирьох зварювальників (двох на роторах і двох на діафрагмах) та двох токарів (по одному на кожному з елементів). Впровадження такого технічного рішення забезпечує відчутний техніко-економічний ефект: підвищення коефіцієнта корисної дії циліндрів на 1,0–1,5%, збільшення потужності турбіни на 1,5–2,0 МВт, а також суттєве скорочення витрат на ремонт і відновлення надбандажних ущільнень у подальших капітальних ремонтах. Зважаючи на отримані результати, термін окупності модернізації становить не більше ніж півроку [3].

6.3 Удосконалення системи кінцевих ущільнень

Удосконалена система кінцевих ущільнень турбіни забезпечує підвищення економічності роботи турбоагрегату шляхом зменшення витрати ущільнюючої пари зі стороннього джерела. Вона також сприяє зростанню

надійності роботи турбіни під час пусків, зупинок та при скиданні навантаження, оскільки дозволяє автоматично підтримувати тиск у камерах ущільнень при переходах від подачі пари до її відсмоктування і навпаки. Така стабільність параметрів ущільнення не лише знижує втрати пари, але й зменшує зношення елементів конструкції, що позитивно впливає на загальний міжремонтний ресурс турбоагрегату [3].

Запланована реконструкція передбачає заміну окремих сегментів трубопровідної системи на нові елементи з більшим діаметром, що дозволяє знизити гідравлічні втрати та підвищити ефективність транспортування теплоносія. У межах модернізаційних заходів також планується встановлення триходового регулювального клапана, який забезпечить більш гнучке керування потоками теплоносія й дозволить точніше підтримувати задані температурні параметри в системі.

Упровадження модернізованої системи кінцевих ущільнень турбіни забезпечує помітний економічний ефект — щорічна економія складає приблизно 2500 тонн умовного палива. Цього результату вдається досягти завдяки підвищенню коефіцієнта корисної дії турбіни на 0,2%, зростанню електричної потужності на 500–600 кВт і паралельному скороченню витрат енергії на власні потреби електростанції.

У контексті турбіни типу К-200-130 виробництва ЛМЗ варто окремо зазначити її конструктивний недолік — відсутність внутрішнього циліндра. Через це передні ущільнення працюють у зоні підвищених температур, особливо у циліндрі високого тиску (ЦВТ), де температура пари сягає 500–520 °С. Такий термічний режим створює суттєві температурні напруження в матеріалі ротора, що з часом призводить до формування мікротріщин, розтріскування металу та пришвидшеного зносу відповідальних вузлів. Отже, модернізація цих конструктивних елементів є не лише кроком до підвищення енергоефективності, а й критично важливим заходом із погляду надійності та безпечної експлуатації турбінного обладнання [3].

Розрахункові дослідження показали, що зниження рівня робочих температур металу термічно напружених ділянок роторів має позитивний вплив на довговічність і надійність матеріалу. Зокрема, зниження температури з 500–520 °С до 440–450 °С дозволяє збільшити допустиме число циклів приблизно в 7 разів, а термін служби — у 1,5–2 рази. Також зниження температури ротора позитивно впливає на маневрені характеристики турбоагрегату [3].

У рамках реконструкції системи кінцевих ущільнень планується впровадження технічного рішення, яке передбачає організацію подачі «холодної» пари до передніх ущільнень циліндра середнього тиску (ЦСТ). Це дозволить значно знизити термічне навантаження на ущільнювальні вузли, що допоможе уникнути перегріву, зменшити ризики деформацій і значно продовжить термін служби обладнання.

Обсяг робіт при цій модернізації співвідносний з попередньо описаними заходами, але вимагає додаткових втручань, зокрема, необхідно провести ретельну механічну обробку камінних камер кінцевих ущільнень. У разі виявлення зносу або пошкоджень, доцільно виконати повну заміну камінної камери передніх ущільнень ЦСТ на нову, виготовлену з легованої сталі, що забезпечує підвищену стійкість до високих температур та тиску.

Практичний досвід уже підтвердив ефективність такого підходу: модернізовані системи успішно експлуатуються на трьох енергоблоках Луганської ТЕС та на Курахівській ТЕС. Протягом усієї експлуатації ці системи продемонстрували високу надійність — жодного випадку обводнення мастила або пропарювання не зафіксовано, що підтверджує доцільність і ефективність запропонованих технічних рішень.

6.4 Організація нерегульованих теплофікаційних відборів пари турбін

Суть розробленого проекту полягає в організації трьохступеневого підігріву мережної води на базі нерегульованих відборів турбіни типу К-300-240. Такий підхід дозволяє значно підвищити ефективність використання тепла, яке виділяється під час роботи турбіни. Оскільки теплові відбори турбіни можуть бути використані для підігріву води, це дозволяє знизити енергетичні витрати на обігрів мережної води, що є важливим аспектом для зменшення витрат на теплоносії в енергосистемах.

Теплова схема турбіни К-300-240 до реконструкції ілюструє первісне розташування та функціональність її відборів, але в рамках цього проекту передбачається оптимізація цих відборів для кращого використання теплової енергії, а саме для створення триступеневого підігріву. Це дозволить не тільки знизити витрати на підігрів води, але й підвищити загальну ефективність турбінної установки.

На рисунку 6.1 показана схема роботи турбіни до модернізації, що дозволяє зрозуміти структуру теплових процесів до впровадження нових змін. Після реконструкції, з урахуванням трьохступеневого підігріву, система забезпечить значні переваги в енергетичному та економічному планах.

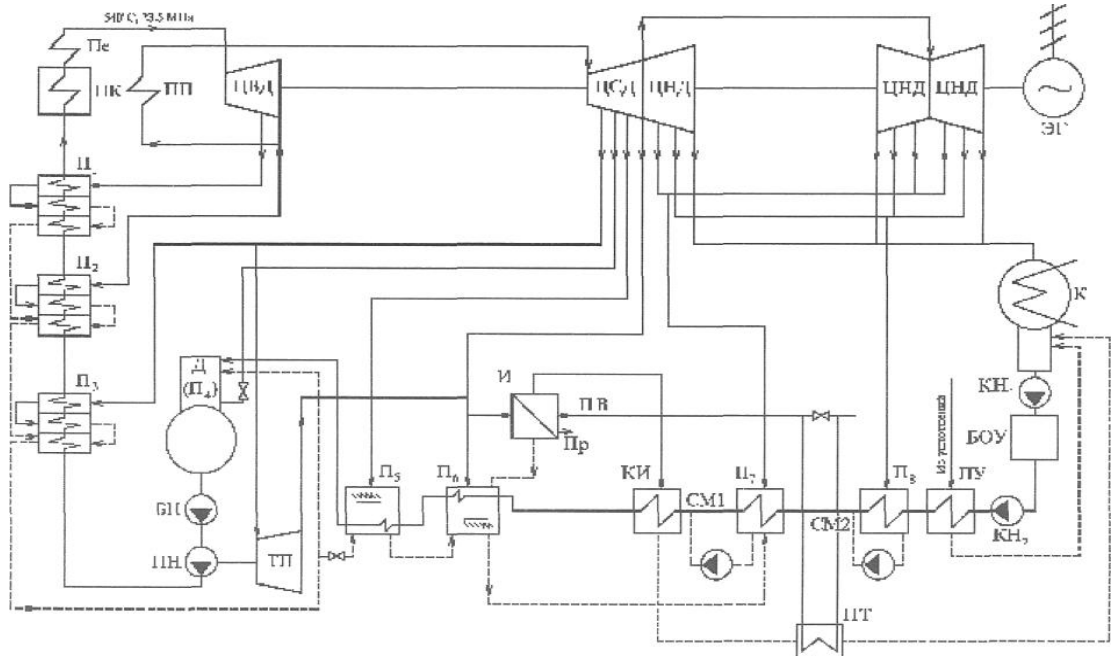


Рисунок 6.1 - Теплова схема турбіни К-300-240 ЛМЗ.

Теплофікаційна потужність турбіни в результаті модернізації становить 65-70 Гкал/год. Це досягається завдяки встановленню трьох мережних підігрівачів типу ПСВ-315 і ПСВ-500, з належною обв'язкою їх по парі та мережній воді. У схемі підігріву також передбачено використання відповідної кількості мережних підігрівачів типу ПСВ-200 та ПСВ-315, що дозволяє забезпечити необхідний рівень підігріву води для турбіни.

Завдяки цим змінам відбувається зниження питомої витрати палива на відпуск електричної енергії на 3-5 г/кВт·год. Це зменшення витрат палива призводить до економії близько 6000 тонн умовного палива на рік, залежно від режиму експлуатації турбіни. Термін окупності затрат на модернізацію складає 1-1,5 роки, що робить проект економічно вигідним в короткостроковій перспективі.

Якщо для модернізації використовувати штатні мережні підігрівачі, можна значно скоротити витрати на реконструкцію, що додатково підвищує економічну ефективність заходу [3].

Прослідковуються певні залежності для модернізації турбіни з трьохступеневою системою підігріву мережної води. Зокрема, чим вища потужність турбіни, тим більша економія палива досягається завдяки

впровадженню цієї системи. Це відбувається через оптимізацію витрат палива на виробництво електричної енергії, що прямо пропорційно зростає з підвищенням потужності турбіни.

З іншого боку, чим потужніша турбіна, тим швидший термін окупності модернізації. Завдяки зростанню економії палива на великій потужності, капіталовкладення в модернізацію швидше повертаються, що робить цей захід вигідним у коротший термін. Ці залежності підтверджують ефективність трьохступеневої системи підігріву на більш потужних турбінах, що робить її економічно привабливою для великих електростанцій.

6.5 Розробка системи примусового повітряного розхолодження турбоустановки

Система примусового повітряного розхолодження дозволяє значно скоротити час повного охолодження турбіни під час капітальних або середніх ремонтів, що включають розкриття циліндрів, з 30-40 годин до 18-20 годин. Це досягається шляхом примусового пропуску повітря через турбіну, що забезпечує швидше зниження температури обладнання. Для реалізації цієї модернізації необхідно встановити спеціальний ежектор розхолодження та підключити його до трубопроводів турбоустановки. Крім того, буде організовано додаткові лінії зв'язку з атмосферою, що дозволить ефективно керувати процесом охолодження. Завдяки впровадженню цієї системи, з'являється можливість додатково виробляти електроенергію в обсязі близько 1 000 000 кВт·год на рік, що становить значний економічний ефект для станції [3].

6.6 Удосконалення дренажно-продувочної системи

Удосконалення дренажно-продувочної системи має на меті значне прискорення пуску турбіни за рахунок швидкого прогріву всіх паропроводів турбоустановки та забезпечення їх якісного дренажу. Це дозволяє не

тільки скоротити час, необхідний для запуску турбіни, але й покращує пропускну здатність дренажної системи, що, в свою чергу, підвищує надійність і стабільність роботи обладнання. Модернізація системи також забезпечує зручність для технічного обслуговування та експлуатації, зменшуючи ризики виникнення аварійних ситуацій і забезпечуючи більш ефективну роботу турбіни.

До основних заходів, що включаються в обсяг реконструктивних робіт, належать: заміна частини існуючих дренажних трубопроводів на нові, з більшим діаметром, що дозволяє збільшити пропускну здатність системи; організація додаткових дренажних ліній і продувок для забезпечення більш ефективного відведення конденсату і пари; установка додаткового розтирювача дренажів турбіни для покращення процесу розсіювання залишкового конденсату; а також перекомпонування колекторів дренажу обох розігрівачів для більш ефективного оброблення потоку.

Завдяки цьому вдосконаленню, яке дозволяє поліпшити роботу турбоустановки, економічний ефект від модернізації складає близько 100 тонн умовного палива на рік, що суттєво підвищує ефективність роботи станції та знижує експлуатаційні витрати [3].

6.7 Висновки до розділу 6

У результаті проведеного аналізу технічних рішень з модернізації турбін типу К-200-130 та К-300-240 встановлено, що комплекс заходів дозволяє суттєво підвищити енергоефективність, надійність та ремонтпридатність турбоагрегатів. Зокрема, модернізація ротора із застосуванням зносостійких матеріалів і сучасних методів неруйнівного контролю сприяє подовженню строку служби обладнання та зменшенню ризику аварій. Удосконалення теплової схеми турбіни через впровадження багатоступеневого регенеративного підігріву дозволяє зменшити витрати палива, підвищити ККД і забезпечити теплову гнучкість агрегату.

Встановлення осерадіальних надбандажних ущільнень забезпечує зниження теплових втрат і покращення стабільності роботи турбіни, при цьому підвищується потужність агрегату та зменшується обсяг ремонтних робіт. Удосконалена система кінцевих ущільнень знижує витрати пари, запобігає перегріву вузлів і подовжує строк служби ротора, що особливо актуально для турбін без внутрішнього циліндра. Реалізація трьохступеневого підігріву мережної води на базі нерегульованих відборів значно підвищує теплову ефективність і дає економію палива до 6000 тонн на рік, з терміном окупності до 1,5 років.

Впровадження системи примусового повітряного розхолодження скорочує час охолодження обладнання, що дозволяє збільшити обсяг виробництва електроенергії. Удосконалення дренажно-продувочної системи прискорює пуск турбіни, підвищує надійність обладнання та забезпечує щорічну економію до 100 тонн умовного палива.

Таким чином, модернізація окремих вузлів турбін забезпечує комплексне підвищення техніко-економічних показників та є економічно доцільною для реалізації на вітчизняних ТЕС і ТЕЦ.

7 ЗМЕНШЕННЯ ВИКИДІВ NO_x В ТОПКАХ ПАРОВИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ КОТЛІВ ПРИ СПАЛЮВАННІ ГАЗУ

Оксиди азоту (NO_x) є одними з найнебезпечніших продуктів згоряння, які утворюються в топках парових котлів, особливо при використанні природного газу як основного палива. Їхній вплив на довкілля — вкрай негативний, адже вони спричиняють кислотні дощі, смоги та загострюють хронічні захворювання дихальної системи. Тому одним із пріоритетів модернізації енергетичних установок є скорочення утворення NO_x без зниження теплотехнічної ефективності.

Одним із базових підходів до зменшення викидів є застосування низькоемісійних пальників, які забезпечують ступеневе або зональне підведення повітря до факела. Це дає змогу знизити пікову температуру в зоні горіння — основний фактор утворення термічних NO_x. Ефективними є також технології рециркуляції димових газів, коли частина вже охолоджених відхідних газів повертається в зону горіння для розведення паливно-повітряної суміші, що знижує температуру процесу.

Ще одним напрямом є використання каталітичних або некаталітичних методів селективного відновлення NO_x. Наприклад, технологія SNCR (Selective Non-Catalytic Reduction) передбачає впорскування аміаку або сечовини в зону високих температур, де вони реагують з оксидами азоту, утворюючи безпечний азот і воду.

Зменшення викидів NO_x також досягається за рахунок оптимізації режимів горіння — зменшення коефіцієнта надлишку повітря, рівномірного розподілу повітря по фронту горіння, автоматичного регулювання подачі палива. Комплексний підхід, що включає технічні рішення та системи автоматизації, дозволяє істотно знизити рівень утворення шкідливих сполук без шкоди для надійності та продуктивності котлоагрегатів.

7.1. Формування оксидів азоту на ТЕС

На цей час відомо, що оксиди азоту утворюються за 4 відомими механізмами [28-31]:

а. “термічним” (механізм Зельдовича), в результаті дисоціації молекул на атоми і радикали з наступним окисленням молекул азоту (цепна схема окислення азоту); активну роль в утворенні оксидів азоту грають вільні радикали кисню та азоту, концентрація яких знаходиться в значній залежності від температури;

б. “швидким”, що діє на початку тону горіння, в основу якого покладені реакції за участю радикалів CH , CH_2 і CN . Вони визначають мінімальний вихід NO при горінні газового палива, оскільки слабо залежать від температури і сильно від структури молекули палива;

с. “паливним”, що залежить від вмісту азоту в паливі і надлишку повітря;

д. через утворення N_2O (закис азоту).

Під час згоряння природного газу в котлах оксиди азоту (NO_x) утворюються переважно за двома механізмами — термічним та швидким.

Термічне утворення NO_x залежить передусім від трьох чинників:

- 1) максимальної температури в зоні горіння,
- 2) тривалості перебування газів у гарячій зоні (τ),
- 3) вмісту кисню або коефіцієнта надлишку повітря (α).

Ще у 1947 році Я.Б. Зельдович запропонував теорію, згідно з якою оксиди азоту формуються не в самому полум’ї, а в зоні догоряння, де температура нижча за пікову. Він розробив механізм, у якому ключову роль відіграють атомарні кисень (O) і азот (N), що вступають у реакції з утворенням NO .





Температура в зоні реакції є найбільш впливовий фактор устанавлення рівноважної концентрації оксидів азоту в повітрі:

Таблиця 7.1 — Рівноважна концентрація оксидів азоту в залежності від температури в зоні реакції.

Температура, К	300	700	800	1800
Рівноважна концентрація	0,001	0,38	2,54	4700
$[CNO]_r$, MFtM	27			

Між тим, відомо, що час перебування метаноповітряної суміші в зоні високих температур (τ_p) в факелі, та навіть в топковій камері котла, значно менший, ніж час рівноваги (τ_{NO}) реакції утворення оксидів азоту та часу перебування оксидів азоту в топковій камері котла. ($\tau_{пер.}$)

$$\tau_p \cdot < \tau_{пер.} < [\tau]: \quad (7.5)$$

$$\tau_p / \tau_{пер.} \approx \Delta T_{NO} / (T_{max} - T''_{max}), \quad (7.6)$$

тому в топках котлів утворюються оксиди азоту в кількості меншій за рівноважну при температурі T_{max} , але також в великій кількості.

Проведений аналіз [29] та дослідження [32] дозволили отримати залежності для часу перебування (τ_p) та коефіцієнту надлишку повітря (α) при утворенні оксидів азоту за “термічним” механізмом в топках котлів.

Було показано, що утворення оксидів азоту в топках котлів має екстремум при значеннях надлишку повітря:

$$\alpha_{max} \approx \frac{1}{1 - 0,65 L_0 \cdot \frac{RT_{max}^2 \cdot C}{E \cdot Q_H}} \quad (7.7)$$

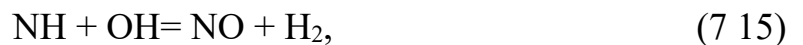
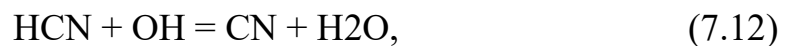
L_0 — теоретично необхідна кількість повітря для повного згоряння 1 м^3 природного газу, C — теплоємність продуктів згоряння, ккал/($\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$). Згідно з рівнянням (5.7):

для природного газу максимальне значення U дорівнює 1,79;

для антрациту (вугілля марки АШ) — 1,18.

Ці значення були підтверджені експериментально.

У топкових камерах котлів ТЕЦ, які працюють на природному газі, окрім «термічних» оксидів азоту (NO), слід також враховувати утворення «швидких» NO_x. Вони виникають за участю радикалів CH, CH₂ та CN, у тому числі внаслідок реакцій з дуже низькими енергетичними витратами [25, 26].



Вперше утворення «швидких» оксидів азоту в 1968-1971 роках було досліджено та опубліковано в роботах Фенімора [30], Сігала та співробітників. [31]. Слід враховувати, що «швидкі» NO утворюються в області порівняно низьких температур і, практично, є межею, нижче за яку не вдасться знизити рівень оксидів азоту в топковій камері.

7.2 Напрямки зниження викидів оксидів азоту

Зниження викидів оксидів азоту на теплоенергетичних об'єктах здійснюється двома основними шляхами. Перший — технологічний, що передбачає запобігання утворенню NO_x у топках котлів (рециркуляція, ступеневе спалювання) або їхнє часткове відновлення в процесі горіння (наприклад, «Reburning»). Другий — очистка димових газів перед викидом у атмосферу, зокрема каталітичними чи некаталітичними методами з використанням аміаку. Проте такі способи потребують значних інвестицій.

Наприклад, аміачно-каталітична денітрифікація, здатна зменшити викиди NO_x у 4–6 разів, вимагає витрат, співмірних із вартістю самого котлоагрегату, що робить її економічно необґрунтованою для старих установок. У разі нових електростанцій підхід може бути іншим — як на Старобешівській ТЕС, де встановлено сучасний котел ЦКС-210 на вугіллі з викидами NO_x нижче 200 мг/нм^3 [31].

Технологічні методи зниження викидів оксидів азоту ґрунтуються на впливі на процес горіння, оскільки інтенсивність утворення NO_x залежить від температури й вмісту кисню. Серед них — стадійне спалювання та баластування зони горіння (наприклад, рециркуляцією димових газів або додаванням CO_2). Обидва способи знижують температуру, але мають різну економічну доцільність: стадійне спалювання дешевше, проте менш універсальне, тоді як баластування ефективне за певних умов. У вугільних котлах схема “Reburning” може знизити викиди NO_x до 50%, а ступінчате спалювання — до 60% при використанні природного газу.

Реакції відновлення оксидів азоту можуть ефективно відбуватись лише за умови відсутності кисню в центральній частині топкової камери, де і проходить основний етап відновлення NO . Також для завершення цих реакцій необхідна достатня тривалість перебування газів у відповідній зоні. У зоні допалювання відбувається повне окиснення залишкових горючих компонентів палива.

Процес Reburning, як і інші методи селективного відновлення NO_x , можливий переважно в топках із великою висотою, що вимагає значних капіталовкладень при модернізації котлів. Серед доступних способів зниження концентрації оксидів азоту найбільш економічно доцільним є баластування за допомогою рециркуляції димових газів. Цей підхід реалізується в кілька способів: змішуванням рециркулюючих газів із дуттєвим повітрям (що є типовим для більшості котлів енергоблоків), прямим введенням у зону горіння (застосовується на великих потужностях)

або подачею газів рециркуляції безпосередньо в паливо (тестується Інститутом газу НАН України на дослідних установках).

Зниження утворення NO_x при рециркуляції димових газів підтверджується залежністю $\text{NO}_x = f(r)$, де коефіцієнт ефективності A становить 2,3 на кожен 1% рециркуляції при подачі в повітря і 4,3 при введенні в паливо (природний газ). На рис. 5.3 проілюстровано внесок різних механізмів утворення оксидів азоту для вугілля, мазуту та природного газу. Для вугілля значну частку становлять не лише термічні, а й паливні NO_x — останні є особливо важливими при використанні вугілля з високим вмістом золи ($A' > 10\%$) і низькою теплотою згоряння ($q_n < 4300$ ккал/кг), що характерно для більшості сучасних поставок на ТЕС України. У таких випадках частка паливних NO_x може перевищувати 50% загального рівня утворення оксидів азоту.

Процес утворення оксидів азоту при спалюванні вугілля відбувається здебільшого за трьома механізмами. Термічний механізм активується в зоні високих температур і передбачає реакцію кисню з азотом. Паливний механізм пов'язаний із перетворенням нітрогеновмісних сполук у паливі та може домінувати навіть за 625–700 °С, становлячи до 75% від загальної кількості NO . Його інтенсивність зростає при зниженні температури та підвищенні коефіцієнта надлишкового повітря. Швидкий механізм базується на взаємодії азоту з радикалами CH , CH_2 і CN , потребує менше енергії, тому активний навіть при помірних температурах, особливо на початку згоряння.

7.3 Висновки до розділу 7

Оксиди азоту (NO_x) є небезпечними продуктами згоряння, які мають серйозний вплив на довкілля та здоров'я людини, спричиняючи кислотні дощі, смоги та захворювання дихальної системи. У котлах на природному газі основними механізмами утворення NO_x є термічний (механізм Зельдовича) і швидкий механізм. Температура в зоні горіння, час

перебування газів у високотемпературній зоні та вміст кисню є основними чинниками, що визначають рівень утворення NO_x.

Для зменшення викидів застосовуються різні технології, зокрема використання низькоемісійних пальників, рециркуляція димових газів, стадійне спалювання та методи селективного відновлення NO_x, такі як SNCR. Зниження утворення NO_x досягається також через оптимізацію режимів горіння та застосування систем автоматизації.

Водночас, методи очистки димових газів, такі як аміачно-каталітична денітрифікація, хоч і ефективні, є економічно недоцільними для старих установок через високі витрати. Відновлення NO_x в процесі горіння, зокрема метод Reburning, дає добрі результати при певних умовах, однак потребує значних капіталовкладень при модернізації котлів. Найбільш економічно вигідним способом є баластування з використанням рециркуляції димових газів.

ВИСНОВКИ

Енергетика є однією з найбільш важливих галузей, що вимагає значної уваги як з фінансової, так і з наукової точки зору. Її розвиток має безпосередній вплив на економічну, екологічну та соціальну ситуацію в країні. Оцінка нових технологій та вивчення світового досвіду у впровадженні енергозберігаючих рішень показали, що навіть невеликі роботи з модернізації або реконструкції на теплових електростанціях можуть значно покращити їх ефективність. Наприклад, модернізація турбін дозволяє зменшити витрати палива та збільшити обсяги виробленої електроенергії, а оптимізація роботи теплогенераторів дає додаткову теплову енергію.

Реконструкція котлів сприяє підвищенню коефіцієнта корисної дії котлоагрегатів і покращенню екологічних характеристик, зокрема зменшенню викидів NO_x . Модернізація систем водопідготовки дозволяє знизити витрати реагентів, покращити якість води та продовжити термін служби обладнання. Всі ці кроки сприяють не тільки підвищенню ефективності, але й зниженню негативного впливу на навколишнє середовище.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Верич Е.Д., Литовкин В.В. Особливості застосування барабанно-валкових млинів при здрібнюванні вугілля // Теплова енергетика – нові виклики часу. – Львів: НПФ «Українські технології», 2009. – С. 109–114.
2. Волков В.П. Фізико-хімічні основи процесів горіння і вибуху: навчальний посібник. — Київ: Видавництво КНУ, 2010. — 256 с.
4. Гелетуха Г. Г., Железна Т. А. Аналіз основних положень Енергетичної стратегії України на період до 2030 року // Промислова теплотехніка. — 2006. — Т. 28, № 5. — С. 220.
5. Головка В., Кичигина Е. Технико-экономическое обоснование строительства котлоагрегата ЦКС блока №4 Старобешевской ТЭС. – Донецк: ПИНИИ «Теплопроект». – 31 с.
6. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожежна безпека. Загальні вимоги.
7. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Санітарно-гігієнічні вимоги до повітря в робчій зоні.
8. ГОСТ 12.4.026-76. Сигнальні кольори і знаки безпеки.
9. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.
10. ДБН В.1.1-7-2001. Пожежна безпека об'єктів будівництва.
11. ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, інфра- та ультразвуку.
12. ДСН 3.3.6.039-99. Санітарні норми загальних і локальних виробничих вібрацій.
13. Жовтянський В. А., Кулик М. М., Стогній В. С. (ред.). Стратегія енергозбереження в Україні: аналітично-довідкові матеріали: у 2 т. — К.: Академперіодика, 2006. — Т. 2. — 600 с.
14. Зельдович Б.Я., Садовніков Ю.Л., Франк-Каменецький Д.А. Окислення азоту при горінні. – К. 1949. – 146 с.
17. Кесова Л.А., Литовкин В.В., Меренгер П.П., Булыгин А.А.

Підготовка палива як основа поліпшення екологічних та економічних показників пилувугільних ТЕС // Енергетика: економіка, технології, екологія. — 2003. — № 1. — С. 41–45.

18. Кесова Л.А., Литовкин В.В., Саранчук В.И., Рекун В.В., Меренгер П.П. Щодо підготовки аеруючого та транспортуючого середовища для систем пилоподачі газових сірковмісних вугілля // Енергетика: економіка, технології, екологія. — 2003. — № 9. — С. 21–23.

19. Корчевой Ю. П., Борисов М. А., Майстренко О. Ю., Чернявський М. В., Еспель А. Використання технологій циркулюючого киплячого шару для спалювання відходів вуглезбагачення // Енергетика и електрифікація. — 2002. — № 1. — С. 8–12.

20. Литовкин В. В. Техніко-економічні передумови застосування водовугільного палива в електроенергетиці // Енергетика та електрифікація. — 2006. — № 7. — С. 20–22.

21. Литовкин В.В., Лаптієнко А.Я., Федоров В. І. Фізичне очищення вугілля як засіб розв'язання завдань екології, надійності та ресурсозбереження в ПЕК України // Матеріали міжнар. наук.-практ. конф. «Проблеми совершенствования угольной теплоэнергетики». — Київ, 2000.

22. Майстренко А. Ю., Чернявський Н. В., Яцкевич С. В., Гуммель П. Експериментальне спалювання суміші антрацитового шламу та штибу в циркулюючому киплячому шарі на лабораторних установках НТЦУЕ // Енергетика та електрифікація. — 1996. — № 6. — С. 28–34.

23. Методичні вказівки до розробки питань пожежної безпеки в дипломних проєктах для студентів спеціальності ТЕФ / Сост. М. А. Халімовський, Д.Н. Поспелов. — К.: КПИ.

24. ОНТП 24-86. Визначення категорій приміщень і будівель за вибухопожежною небезпекою.

25.ОНТП 24-86. Визначення категорій приміщень і будівель за показниками пожежної безпеки.

26. Перелік робіт з реконструкції та модернізації енергетичного обладнання — Філія Харківського центрального конструкторського бюро, — 30 с.

27.Полонський В.М., Трутнева М.С. Енергозбереження. — К., 2005. — 160 с.

30.Правила пожежної безпеки в енергетичній галузі України.

31.Правила безпеки систем газопостачання України. — К.: Основа, 1998.

38. Смихула А.В. Проблема утворення оксидів азоту при спалюванні палива та шляхи її вирішення // Тези доповідей наук. конф. молодих учених ІЕЕ. — К. : ІЕЕ НАН України, 2000. — С. 56–57.

39. Смихула А.В. Утворення оксидів азоту та шляхи їх зменшення // Енергетика і електрифікація. — 2000. — № 12. — С. 20–23.

41. Стратегія модернізації теплової енергетики України: матеріали міжнар. наук.-практ. конф. — К. : ІЕЕ НАН України, 2004. — 244 с.

42. Теплотехнічні вимірювання: навч. посіб. / Литовкін В.В., Верич Є.Д., Жук В.О. та ін. — К. : ІЕЕТ НАН України, 2003. — 192 с.

43. Техніко-економічна частина до технічного завдання від «Укренергопром», Jurby Watertech. — Київ, 2011. — 20 с.

44. Технічна документація ВТО Київської ТЕЦ-5 / ПАТ «ПівденЕнергоМонтаж», ДП «ЮТЕМ-Інжиніринг», ВАТ «ПТЕМ». — 2011. — 26 с.

45. Технічна документація ТЕЦ-5 ПАТ «Київенерго». — Київ, 2011. — 32 с.

46. Технічна пропозиція по модернізації котла ТП-100 з переведенням його з рідкого шлаковидалення на тверде з встановленням "плечової" топки. — К., 1999. — 15 с.

47. Тітов В.В. Вибір та обґрунтування конструкції газоочисного устаткування. — Харків : УПА, 2004. — 244 с.

48. Тітов В.В., Гусейнов А.Р., Рудаков М.Г. Основи газоочищення. —

Харків : УПА, 2003. – 196 с.

52. Шліхтер Я. Основи охорони навколишнього середовища. – Львів : ЛНУ ім. Івана Франка, 2005. – 198 с.

53. Chemyavsky N. Utilization of Coal Preparation Wet Waste at CFB-boilers // 3rd Int. CUSTNET Conf. on Coal Utilisation Science and Technology (Bucharest, May 6–7, 1998). — Bucharest: S.C. ZECASIN S.A., 1998. — P. 30.1–5.

54. Fenimore C.P. Formation of nitric oxide in premixed hydrocarbon flames. — Pittsburg, 1971. — P. 102.

55. Korchevoy Y., Maystrenko A., Chemyavskii N., Dunaevskaja N. Fuel Supply Variants for Ukrainian Anthracite-Using Power Plants // Proc. of Ukraine–US Joint Conf. on Ukraine Clean Coal Power Plant Upgrade Opportunities. — Kiev (Ukraine): USAID, 1998. — P. 83–84.

56. Maystrenko A. Yu., Gummel P., Cross P.J. The Ukrainian Strategy – Combustion Test and Design Philosophy for a 200 MWe Power Plant Firing Anthracite // Power-Gen Europe-96. – V.2. – Track 5. – Connects and Renewable Technologies. – Budapest (Hungary). – 1996. – P. 1–20.

57. Rehabilitation of Starobeshevo Thermal Power Plant. Report. – CdF Ingénierie, 1995. – 189 с.

ДОДАТОК А

Перевірка магістерської дисертації на академічну доброчесність



Автор
Костирич Данііл

Науковий керівник / Експерт
Олександр Баранюк

Звіт подібності

метадані ^

Назва організації

National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute

Заголовок

Методи підвищення ефективності використання енергоресурсів та зниження негативного впливу на навколишнє середовище

підрозділ

IATE, К-ра теплової та альтернативної енергетики

Обсяг знайдених подібностей ^

Коефіцієнт подібності визначає, який відсоток тексту по відношенню до загального обсягу тексту було знайдено в різних джерелах. Зверніть увагу, що високі значення коефіцієнта не автоматично означають плагіат. Звіт має аналізувати компетентна / уповноважена особа.



10

Довжина фрази для коефіцієнта подібності 2

21627

Кількість слів

164796

Кількість символів

Тривога ^Подібності за списком джерел ^Список прийнятих фрагментів (немає прийнятих фрагментів) ^