

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ  
ім. Ю.М.ПОТЕБНИ  
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ІНЖЕНЕРІЇ ТА КІБЕРФІЗИЧНИХ  
СИСТЕМ**

**Кваліфікаційна робота**

другий магістерський

(рівень вищої освіти)

на тему «Дослідження якісних характеристик генерацій»

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1452

Лисенко Вадим Олександрович

спеціальності гідроенергетика

освітньої програми гідроенергетика

Керівник к.т.н., доц. Радченко В.В.

Рецензент к.т.н., доц. Карпенко Г.В.

Запоріжжя

2023

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем

Рівень вищої освіти другий магістерський

Спеціальність 145 Гідроенергетика

Освітня програма Гідроенергетика  
(код та назва)

Спеціалізація \_\_\_\_\_  
(код та назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 року



**З А В Д А Н Н Я  
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

(прізвище, ім'я, по батькові)







Тема роботи (проекту) «Дослідження якісних характеристик генерацій»

керівник роботи Радченко Віталій Васильович, к.т.н., доц.  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ЗНУ від «01» травня 2023 року № 639-с


- 1 Строк подання студентом роботи: 01 грудня 2023 р.
- 2 Вихідні дані до роботи: методи та засоби оцінювання наявності вищих гармонік в електричній мережі.
- 3 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): 1.1 Джерела розосередженої генерації електричної енергії. Показники якості електричної енергії. Вплив впровадження джерел розосередженої генерації на роботу систем електропостачання. Розрахунок витрат пари зовнішніми споживачами. Підрахунок витрат пари на власні потреби ТЕЦ. Розрахунок річного виробітку і відпуску пари та електроенергії споживачам
- 4 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): Графік зміни температури в річці Дніпро. Басейн річки Дніпро . Інформація про водосховища річки Дніпро.

## 5 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Радченко В.В.		
2	Радченко В.В.		
3	Радченко В.В.		

6 Дата видачі завдання 01 червня 2023 р**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Огляд літературних джерел		
2	Показники якості електричної енергії		
3	Дослідження якісних характеристик генерацій		
4	Охорона праці та технологічна безпека		
5	Оформлення кваліфікаційної роботи згідно нормативним вимогам		

Студент   
(підпис)Лисенко В.О.  
(ініціали та прізвище)Керівник роботи (проекту)   
(підпис)Радченко В.В.  
(ініціали та прізвище)**Нормоконтроль пройдено**Нормоконтролер Радченко В.В.

## АНОТАЦІЯ

Лисенко В.О. Дослідження якісних характеристик генерацій

Кваліфікаційна випускна робота для здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 145 – Гідроенергетика, науковий керівник Радченко В.В.. Запорізький національний університет. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2023.

В дипломному проекті проведено аналіз сучасного стану вироблення та витрачання електроенергії в Україні та за її межами. Проаналізовано загальносвітову тенденцію поступової відмови від централізованого енергопостачання. Така тенденція проглядається на рівні великих споживачів, які один за одним відмовляються від електроенергії, одержуваної з єдиної енергетичної системи (ЄЕС), на користь встановлення власної малої (розподіленої) генерації. Розподілена енергетика (мала енергетика, мала розподілена енергетика) - концепція розвитку енергетики, що передбачає будівництво споживачами електричної енергії джерел енергії компактних розмірів або мобільної конструкції і розподільних мереж, які виробляють теплову та електричну енергію для власних потреб, а також напрямних надлишків в загальну мережу (електричну або теплову)..

Ключові слова: ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, РОЗОСЕРЕДЖЕНА ГЕНЕРАЦІЯ, ОРТОГОНАЛЬНІ ВЕЙВЛЕТ-ПЕРЕТВОРЕННЯ, ІНТЕРГАРМОНІЧНІ КОЛИВАННЯ, СУБГАРМОНІЧНІ КОЛИВАННЯ, ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ, ПЕРЕТВОРЕННЯ ФУР'Є

## ANNOTATION

Lysenko V.O. Study of qualitative characteristics of generations

Qualifying thesis for obtaining a master's degree of higher education in specialty 145 - Hydropower, scientific supervisor V.V. Radchenko. Zaporizhzhia

National University. Department of Electrical Engineering and Cyberphysical Systems, 2023.

The diploma project analyzed the current state of electricity generation and consumption in Ukraine and abroad. The global trend of gradual abandonment of centralized energy supply is analyzed. Such a trend can be seen at the level of large consumers, who one by one refuse electricity received from the unified energy system (UES) in favor of establishing their own small (distributed) generation. Distributed energy (small energy, small distributed energy) - the concept of energy development, which involves the construction by consumers of electric energy of energy sources of compact size or mobile construction and distribution networks that produce heat and electric energy for their own needs, as well as directing surpluses to the general network ( electrical or thermal)..

Keywords: QUALITY OF ELECTRICAL ENERGY, DISTRIBUTED GENERATION, ORTHOGONAL WAVELET TRANSFORMS, INTERHARMONIC OSCILLATIONS, SUBHARMONIC OSCILLATIONS, ELECTRIC POWER, FOURIER TRANSFORM

## ЗМІСТ

### ВСТУП

### 1 ГЕНЕРАЦІЯ ТА ЇЇ ВПЛИВ НА ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Джерела розосередженої генерації електричної енергії

1.2 Показники якості електричної енергії

1.3 Вплив впровадження джерел розосередженої генерації на роботу систем електропостачання

### 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ЯКІСНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГЕНЕРАЦІЙ

2.1 Розрахунок витрат пари зовнішніми споживачами

2.2 Підрахунок витрат пари на власні потреби ТЕЦ

2.3 Розрахунок річного виробітку і відпуску пари та електроенергії

споживачам

### 3 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА

3.1 Характеристика небезпечних та шкідливих виробничих факторів виробництва

3.2 Заходи з поліпшення умов праці

3.3 Виробнича санітарія

3.4 Електробезпека

3.5 Протипожежна безпека

3.6 Засоби індивідуального захисту

3.7 Розрахунок небезпеки поразки персоналу електричним

струмом

### ВИСНОВОК

### ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

## ВСТУП

*Актуальність теми.* Виробництво електричної енергії — це процес перетворення різних форм енергії (наприклад, механічної, хімічної, сонячної тощо) в електричну. Відбувається це за допомогою різних установок і технологій.

До основних джерел виробництва електроенергії відносяться:

**Теплова енергія:** Це включає в себе енергію, отриману від спалювання палива (вугілля, нафти, природного газу) на теплових електростанціях, які перетворюють тепло в енергію двигуна, а потім в електричну енергію.

**Ядерна енергія:** вона походить від ядерних реакцій на атомних електростанціях, які використовують радіоактивні матеріали для створення тепла, яке потім перетворюється на електрику.

**Відновлювані джерела енергії** Це включає сонячну енергію (з використанням сонячних панелей), енергію вітру (з використанням вітрових турбін), гідроенергію (з використанням енергії річок або океанів) та інші відновлювані джерела.

**Гідроенергія** Використовує енергію води для обертання турбін на гідроелектростанціях.

Кожен із цих методів має свої переваги та недоліки з точки зору вартості, впливу на навколишнє середовище, доступності тощо. Сучасні тенденції схиляються до розвитку відновлюваних джерел енергії через їхню екологічність та меншу залежність від традиційних джерел енергії.

**Гідроенергетика** використовує потік води для виробництва електроенергії. Це один із найстаріших і найефективніших методів виробництва електроенергії з відновлюваних джерел. Основний принцип полягає в тому, що рух води (річок, струмків, водосховищ) використовується для обертання турбін, які потім приводять у дію генератори, що виробляють електроенергію.

Існує кілька видів гідроенергетичних систем:

Великі гідроелектростанції Це водосховища з великими дамбами, де вода накопичується та випускається через турбіни, забезпечуючи постійний потік енергії.

Малі гідроелектростанції: вони меншого масштабу порівняно з великими дамбами і можуть використовуватися на річках або струмках з невеликим водоспадом.

Припливні електростанції. Вони використовують припливи та відпливи води в морях і океанах для виробництва енергії.

Гідроенергетика є важливим джерелом відновлюваної енергії завдяки своїй ефективності та низьким викидам. Однак це також може впливати на навколишнє середовище, змінюючи річкові екосистеми або впливаючи на місцеві громади через будівництво великих гідроелектростанцій.

Вивчення якісних характеристик виробництва електроенергії є важливою галуззю, що охоплює аналіз та оцінку якості та ефективності різних методів виробництва електроенергії. Дослідження може включати такі аспекти:

Ефективність генерації Оцінка ефективності технологій виробництва електроенергії є одним із ключових аспектів. Дослідження може включати порівняння ефективності різних джерел енергії, таких як вугілля, нафта, газ, вітер, сонячна та гідроенергія.

Екологічні аспекти: Оцінка впливу різних методів генерації на навколишнє середовище також є важливою частиною дослідження. Дослідження може аналізувати викиди вуглецю, вплив на природні ресурси та екосистеми.

Стабільність і надійність електропостачання Важливим аспектом є аналіз стабільності електропостачання, здатності різних систем забезпечувати постійний потік електроенергії та їх надійність у різних умовах.



Економічні фактори Дослідження також може включати економічну оцінку різних методів виробництва електроенергії, беручи до уваги витрати на будівництво та обслуговування, витрати на енергію та економічний вплив на різні сектори економіки.

Інноваційні технології: дослідження може обговорювати нові технології та інновації у сфері виробництва електроенергії, такі як сучасні методи накопичення енергії, розвиток інтелектуальних мереж тощо.

Під час дослідження важливо використовувати наукові дані, проводити аналіз відповідно до наукових методів дослідження та робити об'єктивний висновок на основі отриманих результатів.

*Зв'язок з науковими програмами і планами.* Робота проводилася відповідно до пріоритетних напрямів розвитку науки і техніки, визначених законодавством України, зокрема програми «Нові технології та ресурсозберігаючі технології в енергетиці, промисловості та аграрному комплексі», затвердженої Закон України «Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки» № 2623-III від 11.07.2001.

*Мета дипломної роботи.* Існує дослідження ефективності виробництва електроенергії на електростанції.

*Об'єкт дослідження.* Існує джерело електричної енергії.

*Предметом дослідження є* процеси перетворення енергії

*Наукова новизна отриманих результатів.* Встановлено залежність густини теплового потоку у випарнику теплового насоса від температури.

*Методи дослідження.* Розрахунок проводиться методом послідовних розрахункових операцій з поясненням дій. Розрахункові формули спочатку записуються в загальному вигляді, потім підставляються числові значення всіх входять в них величин, після чого видається кінцевий результат.

*Особистий внесок.* Наукові результати, викладені в дисертації, отримані особисто автором.

*Структура та обсяг роботи.* Магістерська робота містить вступ, три розділи, висновки та список використаної літератури з положення. Загальний обсяг сторінок, включаючи ілюстрації та таблицю.

## 1 ГЕНЕРАЦІЯ ТА ЇЇ ВПЛИВ НА ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

### 1.1 Джерела розосередженого виробництва електричної енергії

Сьогодні електроенергетика переживає докорінну трансформацію, основними стимулюючими чинниками якої є технологічні інновації, що забезпечують можливість переходу на принципово новий етап розвитку. За останні роки відбулися зміни, які змусили переглянути вимоги до об'єктів генерації, мережевої інфраструктури та в цілому до організації електроенергетичної галузі та ринків електроенергії [4].

Посилення зношеності електроенергетичної інфраструктури, залучення розподілених енергетичних ресурсів (у тому числі відновлюваних), зміна ролі традиційних джерел енергії та енергоносіїв, зростання попиту на електроенергію та трансформація її якісних характеристик, зміна моделей поведінки споживачів – все це вимагає вивчення факторів поширення нових технологій в електроенергетиці для переходу до наступної енергетичної структури

Світова тенденція – поступова відмова від централізованого енергопостачання. Так, у всьому світі вже 12,5% великих виробників використовують власні джерела генерації. Абсолютним лідером є Данія, де більше половини виробництва переведено на власні джерела [5].

Відповідно до Енергетичної стратегії України до 2020 року планується досягти частки відновлюваних джерел енергії в кінцевому споживанні на рівні 11% [6]. Тенденція простежується на рівні великих споживачів, які один за одним відмовляються від електроенергії, отриманої з Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС), на користь створення власної малої (розподіленої) генерації. Розподілена енергетика (мала енергетика, мала розподілена енергетика) - концепція розвитку енергетики, яка передбачає будівництво споживачами електричної енергії енергоджерел компактних розмірів або мобільних проектно-розподільних мереж, які виробляють

теплову та електричну енергію для власних потреб, а також як направлення надлишків в загальну мережу (електричну або теплову)[7].

Ця концепція передбачає будівництво додаткових джерел електроенергії в безпосередній близькості від споживачів. Потужність таких джерел підбирається виходячи з очікуваної потужності споживача з урахуванням існуючих обмежень (технологічних, правових, екологічних тощо) і може коливатися в широких межах (від двох-трьох до сотень кіловат). При цьому споживач не відключається від загальної електромережі[8].

Можна виділити наступні технології розподіленої малої енергетики, а в системі «споживач – локальне джерело енергії» регулярно виникають дисбаланси між виробництвом і споживанням енергії або між потребою в її видах, наприклад:

- потужність сонячних панелей і вітрогенераторів змінюється в залежності від погодних умов, а споживання електроенергії від погоди може забезпечуватися самостійно або змінюватися в протилежну сторону;
- взимку споживання теплової енергії залишається постійно високим, а споживання електроенергії змінюється залежно від часу доби [9].

Наявність підключення до загальної електричної мережі дозволяє компенсувати нестачу електроенергії за рахунок її споживання із загальної мережі, а в разі надлишкового виробництва електроенергії з власних джерел – відпускати її в мережу та отримувати відповідний дохід. . Такий підхід дозволяє:

- зменшити втрати електроенергії при транспортуванні за рахунок максимального наближення електрогенераторів до споживачів електроенергії, аж до їх розташування в одній будівлі;
- зменшити кількість, довжину та необхідну потужність магістральних ліній електропередачі;

- пом'якшувати наслідки аварій на центральних електростанціях та магістральних лініях електропередачі за рахунок наявності власних джерел енергії;
- забезпечити взаємне багаторазове резервування електрогенеруючих потужностей (частково);
- зменшити вплив на навколишнє середовище за рахунок використання альтернативних джерел енергії;
- брати участь в управлінні попитом на енергію[9].

Повна відмова від потужних центральних електростанцій і остаточна децентралізація виробництва електроенергії в даний час неможливі як з економічних причин, так і через складність управління надлишком потужностей і їх обслуговування, необхідності постійного підтримання балансу виробництва і споживання, необхідність мати резервні потужності.

Відповідно, споживачі, підключені до ДБЖ на низьких рівнях напруги (малі та середні підприємства), змушені нести додаткові витрати, пов'язані з роботою ДБЖ та зазнавати зниження ефективності через зростання цін на електроенергію.

Зосередження виробництва енергії в основному на викопних джерелах, особливо зростаюча важливість вугілля, створює ризик того, що в поєднанні з економічним зростанням і зростанням попиту на енергію викиди парникових газів знову зростуть. Таким чином, тривалий період використання нещодавно скам'янілих генеруючих потужностей призведе до залежності від шляху і визначатиме баланс викидів до середини цього століття. Як наслідок, Україна буде погано підготовлена до можливих майбутніх зобов'язань щодо захисту клімату, які, зокрема, видаються ймовірними у разі подальшої європейської інтеграції енергетичних ринків. Це створює мікроекономічні стимули для більш ефективного використання енергії та покращує базові умови для розвитку відновлюваних джерел енергії. Важливою особливістю України є дуже тісний зв'язок між державою та приватним капіталом. З одного боку, такий зв'язок спрощує реалізацію

великих проектів, організованих на базі приватної економіки, оскільки вони можуть здійснюватися за принципом «зверху вниз» [10]. Це також стосується сфери відновлюваних джерел енергії. Проте, з іншого боку, такий підхід знижує довіру іноземних інвесторів до структур політичного підпорядкування та гальмує діяльність середніх підприємств. Досвід Німеччини показує, що сектор відновлюваної енергетики базується на приватних компаніях – і насамперед на підприємствах середнього розміру[11].

За останні роки процесу демократизації в Україні з'явилися певні сили громадянського суспільства, активна позиція щодо екології та захисту клімату, які також вимагають ширшого використання відновлюваних джерел енергії. Разом із жорсткими авторитарними підходами до енергетичної політики України це призвело до появи нових інструментів просування, зокрема, альтернативних джерел енергії, таких як закон про «зелений тариф». Цей закон, схожий на німецький закон про відновлювану енергетику, тимчасово стимулюватиме виробництво енергії з відновлюваних джерел.

Розвиток сектору відновлюваної енергетики в Україні буде залежати від низки загальних політичних та економічних факторів, які впливають на інвестиційний клімат і пов'язані з економічним процвітанням в цілому. Значною мірою це законодавча влада, орієнтована на стабільний, сталий розвиток і зростаючий процвітання, ефективна виконавча та судова влада, яка заслуговує довіри, яка забезпечує юридичну довіру.

Крім цих загальних вимог, можна надати наступні рекомендації щодо економічно ефективного використання потенціалу відновлюваних джерел енергії в Україні, як тих, що розвиваються, так і існуючих. По-перше, слід рекомендувати сформулювати чіткі цілі та траєкторії розвитку використання відновлюваних джерел енергії, які б стали невід'ємною складовою національної енергетичної стратегії. Лише шляхом довгострокового планування потужностей для задоволення попиту на електроенергію та тепло на основі реалістичних прогнозів попиту можна забезпечити

макроекономічно ефективне та мікроекономічно доцільне постачання. Для цього необхідно шляхом розрахунків визначити техніко-економічний потенціал окремих видів генерації. Розвиваючи суспільну екологічну свідомість через освіту та навчання, необхідно підвищити рівень сприйняття відновлюваних джерел енергії серед населення. Вищі ціни на генерацію відновлюваної енергії вимагають громадської легітимності. Подальше поступове підвищення цін на електроенергію та тепло сприятиме зниженню рівня споживання та, таким чином, зменшенню обсягу інвестицій, необхідних у секторі генерації. Іноземні приватні інвестиції можуть мати позитивний ефект, підтримуючи фінансування проектів зі створення потужностей відновлюваної енергетики та стимулюючи швидкий розвиток ринку. Однак для цього необхідно рекомендувати скоротити кількість існуючих регуляторних стандартів та оптимізувати систему адміністрування у сфері енергетичної політики, що означає для потенційних іноземних інвесторів легший вхід у цей бізнес та спрощення інвестиційної діяльності. Це призводить до рекомендації щодо спрощеного та більш прозорого ліцензування. Разом з цим державні гарантії можуть допомогти усунути існуючі бар'єри для фінансування, спричинені високими процентними ставками. Для фінансування проектів із захисту навколишнього середовища та клімату було б краще використовувати національний капітал, накопичений шляхом продажу сертифікатів викидів, більш активно в короткостроковій перспективі, оскільки це сприяло б швидшому проникненню на ринок відновлюваних джерел енергії.

Розподілена генерація (РГ) включає не тільки саму генерацію, а й розподілену систему накопичення електроенергії (РЕС), програми незалежно від вартості зниження споживання, заходи щодо підвищення енергоефективності споживачів, мікромережі та електромобілі [12]. Наприклад, сьогодні в США більшу частину встановленої потужності розподілених енергоресурсів становить не генерація, а незалежне від ціни скорочення споживання та заходи з підвищення енергоефективності [12].

Лише програми різних енергетичних компаній, спрямовані на зниження споживання електроенергії в години найбільшого попиту, можуть знизити пікове споживання (і, відповідно, потребу в додаткових блоках і мережевій інфраструктурі) на 5-6%, або на кілька десятків гігават. Наприклад, компанія SorEdovsp заощадила понад \$1 млрд. інвестиції, які мали піти на розширення мережевої інфраструктури в кількох районах Нью-Йорка[4].

Натомість компанія запустила масштабну програму зі зниження навантаження на 52 МВт у години пік, її реалізація обійшлася в 200 мільйонів доларів. За допомогою аукціонів у програму було обрано багато різноманітних заходів – від заміни лампочок на більш ефективні до встановлення накопичувачів електроенергії у споживачів та агрегованого управління цим обладнанням [4].

У більш вузькому розумінні розподілена генерація трактується як будівництво та експлуатація джерел електричної (теплової) енергії споживачами для власних потреб. Надлишок електроенергії направляється в загальну мережу.

Об'єкти розподіленої генерації включають джерела енергії малої потужності, до 25 МВт [1]. До розподіленої генерації належать також когенераційні установки (спільне виробництво електроенергії та тепла), а також системи відновлюваної енергетики. Так, до малої енергетики відносять об'єкти потужністю менше 25 МВт; мікроенергії, за різними даними, становлять менше 1 МВт [2,3].

Отже, розподілена генерація передбачає виробництво електроенергії в місці її споживання багатьма споживачами, які виробляють теплову та електричну енергію для власних потреб, а надлишки направляють у загальну мережу.

У широкому розумінні це об'єкти, які розташовані поблизу кінцевого споживання, незалежно від того, кому вони належать. До цієї категорії входять:



- блокові станції - це джерело електричної (іноді теплової) енергії, розташоване на території або в безпосередній близькості від промислового підприємства і перебуває у власності або в оренді власників цього підприємства. Блок-станції, як правило, є рентабельними, оскільки можуть працювати на побічних продуктах основного виробництва (попутний або доменний газ тощо).

- теплоелектростанції (ТЕЦ) – комбіноване виробництво електроенергії та тепла, збільшуючи коефіцієнт використання палива (КВП) в середньому на 30%. Завдяки цьому значні витрати та незручності під час будівництва та експлуатації теплових мереж стають прийнятними. Це одна з причин, чому когенерація зараз широко пропагується та заохочується в Західній Європі[4].

Джерела конкурентних переваг розподіленої генерації. Розподілена генерація має низку переваг щодо надійності, якості та вартісних показників порівняно з постачанням із розподільчої мережі (останні залишаються резервним варіантом).

Розподіл джерел енергопостачання є важливим фактором підвищення енергетичної безпеки, оскільки знижує ризики та дозволяє швидко відновити енергопостачання споживачів, наприклад, після стихійних лих, катастроф чи кібератак.

Розвиток виробничих потужностей і сфер застосування розподіленої енергії стимулює розвиток технологій управління, обладнання та послуг, що забезпечують їх найбільш ефективно використання в енергосистемі та на енергетичному ринку, створює технологічну основу для появи масових активних споживачів і можливості виходу на масштабний світовий ринок.

Конкурентні переваги виділяються в трьох сферах: економіка (наприклад, обмеження зростання цінної електроенергії), менеджмент (розробка нових технологій для управління попитом на електроенергію, обладнання та послуги в компаніях) та екологія (розподілена генерація

служить для зменшення парникових газів викиди та запобігання зміні клімату).

На сприйняття нових технологій також впливають специфічні характеристики, до яких належать швидкість, надійність, задоволення від використання, контроль процесу використання, ризик використання [13].

## 1.2 Показники якості електроенергії

Контроль якості електричної енергії передбачає оцінку відповідності показників встановленим стандартам, а подальший аналіз якості електричної енергії передбачає визначення винних у погіршенні цих показників. Енергоефективність безпосередньо залежить від якості електроенергії [2].

Характеристики електроенергії можуть змінюватися через зміну навантаження, кондуктивні електромагнітні перешкоди, створювані певними типами обладнання, і несправності, викликані переважно зовнішніми подіями. У результаті зміни та відхилення в характеристиках відбуваються з часом у будь-якій точці передачі електричної енергії користувачеві.

Вимоги до якості електричної енергії [14] вказують технічно допустимі межі відхилень значень від номінальних параметрів. У нашій країні в 1996 році був прийнятий перший державний стандарт якості електроенергії (ГОСТ 3466-96), який набув чинності в 1998 році. Нині діє новий стандарт [14], прийнятий в 2014 році і набув чинності в того ж року. [14] встановлює показники та нормативи якості електричної енергії (ЕЕЕ) в електричних мережах систем електропостачання загального призначення змінного трифазного та однофазного струму частотою 50 Гц у точках підключення електричних мереж або приймачів електрична енергія, що належить різним споживачам, з'єднані (точки загального приєднання – ТЗП).

Цей стандарт встановлює 11 основних показників якості електроенергії (PQE):

- відхилення частоти  $df$

- стабільне відхилення напруги  $d_{iu}$ ;
- діапазон зміни напруги;
- доза мерехтіння (мерехтіння або флуктуації)  $R_g$ ;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальної кривої напруги  $K_i$ ;
- коефіцієнт  $n$ -ї гармонічної складової напруги  $K_i(n)$ ;
- коефіцієнт асиметрії напруги зворотної послідовності  $K_{2i}$
- коефіцієнт асиметрії напруги нульової послідовності  $K_{0P}$ ;
- глибина і тривалість провалу напруги, ДШ;
- імпульсна напруга та імп;
- тимчасовий коефіцієнт перенапруги  $K_{lerP}$ .

При визначенні значень деяких показників ПЕА використовуються наступні допоміжні параметри електричної енергії:

- частота повторення змін напруги  $\backslash dP\{$ ;
- інтервал між змінами напруги  $Dt_j, i + 1$ ;
- глибина падіння напруги;
- частота провалів напруги  $n$ ;
- тривалість імпульсу на рівні 0,5 його амплітуди  $Dt_{imp0,5}^{\wedge}$ ;
- тривалість тимчасової перенапруги  $D^{\wedge}er P$ .

Встановлено два типи стандартів ПНЕ: нормально допустимі (норм.) і гранично допустимі (гран.).

В електричних мережах коливання напруги поширюються в бік низьковольтних шин практично без загасання, а в бік високовольтних шин із загасанням по амплітуді. Цей ефект залежить від потужності короткого замикання. При поширенні коливань напруги в будь-якому напрямку їх частотний спектр зберігається. Діапазон зміни напруги - це різниця між послідовними діючими значеннями напруги будь-якої форми. Між послідовними максимальними і мінімальними значеннями ефективних значень напруги обхідної лінії обвідна ефективні (середньоквадратичні) значення напруги - функція часу кроку, утворена ефективними значеннями напруги, визначеними на кожному півперіоді напруги основної частоти .

### 1.3 Вплив впровадження джерел розподіленої генерації на роботу систем електропостачання

як відомо, введення джерел розосереджена генерація характеризується різким збільшенням потужності електронних систем, що призводить до погіршення якості електричної енергії [14]. Причинами такого погіршення, поряд із впровадженням джерел розосередженої генерації (генерація гармонік, інтер- та субгармонік в електричну мережу), є також наявність серед споживачів потужних нелінійних, несиметричних навантажень із різким зміщенням режимів роботи. До таких навантажень відносяться електродугові печі, потужні прокатні машини, електрозварювальні апарати та ін.

Ці навантаження негативно впливають на якість електричної енергії систем електропостачання, до яких вони підключені. Це пов'язано з тим, що характер споживання ними активної і реактивної потужності відповідає їх різко змінним, багаторазово короткочасним режимам роботи, що призводить до коливань напруги [14] і флікеру. Коливання напруги, у свою чергу, призводять до модуляції в часі амплітуд і фаз складових струму, як основних, так і вищих гармонік, що генеруються в електричну мережу.

У зв'язку з цим у роботі досліджено вплив на якість електричної енергії (дозу мерехтіння) гармонік, інтергармонік та субгармонік, які генерують розсіяні джерела енергії в електричну мережу. Останні були досліджені: сонячна електростанція, дизель-генератор, вітроелектростанція та гідроелектростанція.

Впровадження локального джерела живлення (ЛЕС) або накопичувача на стороні споживача супроводжується значним техніко-економічним ефектом, який забезпечує як мотивацію до використання цих технологій, так і необхідність забезпечення функціонування системи електропостачання через виконання техніко-технологічних заходів. Технічні ефекти приєднання пов'язані як з безпосереднім додаванням додаткового джерела активної та

реактивної потужності, так і з його режимом роботи і топологією реорганізованої системи електропостачання.

При розгляді паралельного режиму роботи РГ з централізованою енергосистемою (ЦЕС) враховуються як «зовнішні» аспекти реалізації, пов'язані з параметрами зовнішньої системи електропостачання та роботою системного оператора, так і «внутрішні» аспекти, пов'язані з характеристиками та параметрами внутрішніх систем електропостачання та електрооб'єктів споживачів

Мінімізація втрат досягається розміщенням джерел активної та реактивної енергії в безпосередній близькості до споживачів і, як наслідок, зменшенням перетоків електроенергії по протяжним лініям електропередачі від централізованих генеруючих станцій. В основному розподілені генератори працюють в індуктивному режимі з коефіцієнтом потужності 0,8-1,0; однак при використанні синхронних генераторів і інверторів можлива робота в ємнісному режимі. Тоді принцип вибору місця розміщення ДГ для зменшення втрат електроенергії аналогічний принципам розташування пристроїв компенсації реактивної потужності.

Вплив РГ на характеристики напруги та її регулювання.

Підключення ДГ може вплинути на характеристики напруги в сонячній електростанції через низку причин, пов'язаних як безпосередньо з самими енергоблоками, так і з особливостями їх паралельної роботи з системою, узгодження та синхронізації параметрів при проектуванні та комутації. на.

Паралельна робота енергоблоків із сонячними електростанціями передбачає напрямок потоків потужності як у бік навантаження, так і в енергосистему. При однонаправленому потоці регулювання напруги здійснюється декількома способами: регулюванням перемикаючими кранами і інформаторами (під навантаженням або без збудження) і автовентиляторам; використання додаткових трансформаторів напруги та лінійних стабілізаторів; шляхом регулювання параметрів СЕС (мережі

живлення); шляхом регулювання кількості виробленої реактивної потужності.

Джерело живлення ЦП, підключене до силового трансформатора, що живить деяке навантаження, може підвищити рівень напруги на вторинній стороні, що призведе до перенапруги на електроприймачах [18]. Це відбувається, якщо силовий трансформатор підключений до мережі в точці з рівнем напруги вище або близько до фіксованої стандартної напруги. Враховуючи підключення додаткового джерела та зменшення втрат, за відсутності компенсуючої модифікації параметрів діючої СЕС змінюється баланс реактивної потужності, внаслідок чого за сучасних умов та для при заданих параметрах мережі рівень напруги збільшиться.

Основну частку енергоблоків РГ малої потужності складають установки, підключені до розподільної мережі за допомогою інверторів, що забезпечують регулювання параметрів РГ в ТОС. Зокрема, до таких енергоблоків належать генератори відновлюваної енергії та мікротурбінні установки. Розрізняють три стратегії управління інвертором.

Більшість інверторних установок є джерелами струму, що працюють на одиничному коефіцієнті потужності [19]. Блоки живлення з такою стратегією регулювання є лише джерелами активної потужності і не роблять позитивного впливу на регулювання напруги в мережі. При використанні інверторів напруги можливі два варіанти. По-перше, станція може виробляти реактивну потужність, обмежену підтриманням заданого коефіцієнта потужності та максимального рівня виробленої повної потужності. По-друге, може бути забезпечений прийнятний рівень напруги на виході РГ. В останньому випадку можливості регулювання обмежені максимальною виробленою реактивною потужністю. Також відзначено вплив методу регулювання ДГ: при незалежному від навантаження регулюванні параметрів енергоблока може спостерігатися розбіжність між локальним навантаженням і коливаннями генерації, а також підвищення максимальних рівнів напруги.

Асинхронні генератори (АГ) широко використовуються в технологіях ДГ (міні-ГЕС, мікротурбіни та газопоршневі установки малої потужності) з точки зору простоти та дешевизни, але вони мають ряд недоліків, які впливають на параметри напруги в розподілених геліосистемах. електростанції. Основною з них є значне споживання реактивної потужності, що зумовлює необхідність додаткового використання компенсуючих пристроїв з гнучким регулюванням, особливо для електропостачання споживачів зі змінним графіком навантаження.

Вплив DG на параметри якості електроенергії:

1) Несинусоїдальна напруга

Поряд з електрообладнанням споживачів ДГ можуть бути джерелом вищих гармонійних складових кривої напруги. Вищі гармоніки можуть вироблятися безпосередньо в генераторі або обладнанні силової електроніки: інверторах, випрямлячах. Інвертори використовуються для підключення багатьох ДГ на основі відновлюваних джерел енергії, а також паливних агрегатів. Їхній внесок у гармонічний склад частково зумовлений напівпровідниковими керованими вентилями (тиристорами), які створюють високий рівень вищих гармонік у мережу. Сьогодні проблема вирішується використанням інверторів, побудованих на основі транзисторів UVT, які використовують широтно-імпульсну модуляцію для створення «чистої» синусоїдальної кривої [20]. Ще одним джерелом вищих гармонік є обертові генератори; Їхня здатність виробляти гармоніки залежить від типів їх обмоток (крок обмотки), нелінійності магнітного кола (сердечника), заземлення та інших факторів, що впливають на поширення гармонік. Порівнюючи різні типи обмоток генератора, можна відзначити, що найкращою є конфігурація з кроком  $2/3$ , що є найменшим виробником третьої гармоніки, часто переважаючої в композиції. З іншого боку, обмотки з кроком  $2/3$  мають нижчий імпеданс і можуть спричинити протікання більшого гармонічного струму через інші джерела паралельної роботи. Таким чином, пристрої заземлення генератора та підвищувального

трансформатора будуть критично важливими для обмеження поширення гармонік від фідера. Системи заземлення можна вибрати для зменшення частки третіх гармонік у системі. Це призведе до його виділення лише на стороні RG. Для цього завдання на практиці використовується з'єднання обмоток трансформатора в трикутник; для випадків безтрансформаторного підключення ДГ до мережі застосовують розділові трансформатори з обмотками зірка/трикутник (U/V).

Звісно, вплив РГ на гармонічний склад не такий великий порівняно з іншими складовими задачі. Однак виникає ряд проблем через резонанс з батареями конденсаторів або взаємодію з чутливим до гармонік обладнанням. У гіршому випадку ДГ доведеться відключити в результаті перегріву обладнання через струми вищих гармонік.

Причиною коливань напруги при введенні ДГ є джерела електроенергії з переривчастою характеристикою, до яких відносяться вітрові та фотоелектричні генеруючі установки. Коливання напруги в розподілених сонячних електростанціях також є наслідком миттєвого відключення навантаження та стрибків напруги.

Провали напруги під час роботи ДГ можуть спостерігатися як через нерівномірність графіка виробленої потужності енергоблоків з відновлюваними джерелами електроенергії, так і при використанні установок з асинхронними двигунами, які споживають значну реактивну потужність під час пуску. Як було сказано раніше, рішенням цієї проблеми є підключення статичних компенсаторів з гнучким регулюванням. Іншою причиною збоїв є спрацьовування систем автоматизації (АПВ, АПС) при перемиканні між централізованим і розподіленим електропостачанням [22]. Вирішити проблему перепадів напруги можна за рахунок збільшення потужності енергоблоків, управління генерацією активної та реактивної потужності та активного регулювання напруги, а також використання накопичувачів енергії відновлюваних джерел для згладжування впливу в системі. Іншим рішенням є створення гібридних енергоблоків ДГ, які поєднують поряд з



накопичувачами електричної енергії (ЕЕ) установки з відновлюваними та невідновлюваними джерелами енергії [22] . Передбачається, що для забезпечення високої якості виробленої електроенергії буде використовуватися загальна система регулювання та загальний перетворювач. Припустимо також використання екстенсивних методів, які включають розширення пропускну здатності розподільних мереж, зокрема, шляхом заміни провідників з метою зменшення втрат, а також виділення РГ в окрему лінію для конкретного споживача.

### 3) Дисбаланс напруги.

Значна частина малопотужних однофазних генераторів, заснованих переважно на технологіях відновлюваних джерел енергії (вітрові та фотоелектричні), у розподілених сонячних електростанціях є причиною асиметрії напруги. Особливо ця ситуація актуальна для віддалених районів, де пріоритет надається цивільним споживачам та приватним домогосподарствам.

## 2ДОСЛІДЖЕННЯ ЯКІСНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОКОЛІНЬ

Розрахунок теплової схеми ТЕС проводиться для складання парового балансу, який дає можливість визначити необхідну потужність парогенераторів і перевірити доцільність і ефективність прийнятих до монтажу турбоагрегатів. У даній дипломній роботі згідно завдання пропонується замінити турбіну зворотного тиску з комбінованим виробництвом електроенергії та тепла типу ПР-12-3,4/1,0/0,1 на турбіну конденсаційну з двома регулюючими відборами та комбінованим виробництвом електроенергії. тип ПТ - 12/15-3,5/1,0. Обрана конденсаційна турбіна має вищу потужність: 15 МВт проти 12 МВт у базовій.

Розраховано теплову схему для чотирьох характерних режимів роботи ТЕС, які визначають вибір основного та допоміжного обладнання.

1режим роботи – максимальний зимовий, відповідає розрахунковій температурі зовнішнього повітря для опалення. Цей режим визначає максимальну вироблення пари на ТЕС і, отже, сумарну потужність встановлених парогенераторів.

2режим роботи – розрахунок і контроль. Цей режим відповідає середній температурі зовнішнього повітря за найхолодніший місяць і розрахований під час аварійної зупинки одного з найпотужніших парогенераторів ТЕС.

3режим роботи – середньоагрійтий. Цей режим розраховується за середньою температурою зовнішнього повітря за опалювальний період і відповідними опалювальними навантаженнями.

4режим роботи річний, що характеризує роботу ТЕС за відсутності теплових навантажень. За навантаження на технологічну пару в цей період приймається річне максимальне добове навантаження, а на гаряче водопостачання - середньотижневе.

Режим опалення (або режим роботи за «тепловим» графіком) характеризується мінімальним (вентиляційним) проходженням пари в

частину низького тиску турбіни через зазори діафрагми для надійного охолодження частин турбіни.

Для зручності розділимо розрахунок теплової схеми ТЕС на три частини. Перша частина - розрахунок споживання пари зовнішніми споживачами, до яких відносяться: промислові споживачі, установки опалення та гарячого водопостачання. Друга частина складається з розрахунку витрати пари на власні потреби ТЕЦ (деаератори живильної води, паронагрівачі низького тиску, пароводяні нагрівачі високого тиску) та розрахунок необхідної вироблення пари парогенераторами. У третій, завершальній частині розрахунку, складаємо пароводяний баланс ТЕЦ, який характеризує теплову роботу ТЕЦ протягом року.

Для теплової схеми промислової теплоелектростанції рекомендовано методику розрахунку з використанням діаграм режимів парової турбіни на основі заданого значення сумарної продуктивності парогенераторів  $D'_k$ , що дозволяє отримати всі необхідні розрахункові значення з найменшими витратами часу. Виробництво пари, отримане з розрахунку першого наближення, порівнюється з раніше прийнятим значенням  $D'_k$ , і якщо похибка розрахункових значень з раніше прийнятими значеннями знаходиться в межах 2-3%, то розрахунок вважається завершеним. Розрахунок ведеться паралельно для всіх чотирьох режимів роботи з використанням табличної форми запису. Нижче представлений розрахунок для максимального зимового режиму.

## 2.1 Розрахунок витрат пари сторонніми споживачами

При обраних турбінах і заданому тепловому розрахунку ТЕЦ споживання пари зовнішніми виробничими споживачами береться за даними задачі, а також з таблиці теплових навантажень ТЕЦ.

### 2.1.1 Визначення споживання тепла для теплоцентралі

Інспоживання тепла опалювальною установкою визначається за формулою

$$\sum Q_{m.c.} = Q_{об.} + Q_{зв.},$$

Де  $Q_{об.}$  - теплове навантаження систем опалення та вентиляції, МВт;

$Q_{зв.}$  - теплове навантаження гарячого водопостачання, МВт.

$$\sum Q_{m.c.} = 116,3 + 3,5 = 119,8.$$

Споживання води на гаряче водопостачання

$$G_{зв.} = \frac{3,6 \cdot Q_{зв.}}{c_p \cdot (t_{зв.} - t_{х.в.})},$$

Де  $t_{зв.}$ ,  $t_{х.в.}$  - температура гарячої води, що подається до споживача, і холодної води, що надходить у систему;

$c_p$  - теплоємність води.

Витрати води на гаряче водопостачання, т/год

$$G_{зв.} = \frac{3,6 \cdot 3,5}{4,19 \cdot (65 - 5) \cdot 10^{-3}} = 50,12 .$$

Витоки води з системи теплопостачання приймаємо рівними 0,5% від об'єму води в трубопроводах теплових мереж з урахуванням локальних систем опалення та вентиляції безпосередньо підключених до них споживачів. Обсяг трубопроводів системи опалення близько 3000 мЗ. Тому

прийmemo  $G_{\text{внт}} = 15 \text{ м / год}$ . Оскільки витоки води перекриваються живильною водою, то  $G_{\text{внт}} = G_{\text{жив}}$

Визначаємо тепловтрати при витоках води з тепломережі, МВт

$$Q_{\text{внт}} = \frac{1}{3,6} G_{\text{внт}} c_p (t_{\text{м.с}}^{\text{ср}} - t_{\text{х.в}}),$$

Де  $t_{\text{м.с}}^{\text{ср}}$  – середня температура води в мережі 110 °С.

$$Q_{\text{внт}} = 15 \cdot 4,19 \cdot 10^{-3} \cdot (110 - 5) \cdot \frac{1}{3,6} = 1,83.$$

Теплота, що вводиться в систему з живильною водою, МВт

$$Q_{\text{подп.}} = \frac{1}{3,6} G_{\text{жив}} c_p (t_{\text{жив}} - t_{\text{х.в}}),$$

Де  $t_{\text{жив}}$  – температура живильної води 104,3 °С.

$$Q_{\text{жив}} = 15 \cdot 4,19 \cdot 10^{-3} \cdot (104,3 - 5) \cdot \frac{1}{3,6} = 1,73.$$

Визначено теплове навантаження на мережеві обігрівачі, МВт

$$Q_{\text{с.п}} = \sum Q_{\text{м.с}} + Q_{\text{вт}} - Q_{\text{жив}},$$

$$Q_{\text{с.п}} = 119,8 + 1,83 - 1,73 = 119,9.$$

Визначаємо теплове навантаження, яке покривають основні котли, враховуючи значення коефіцієнта теплопостачання 0,5, МВт.

$$Q_{m.\phi}^{ocn} = 0,5 \cdot 119,9 = 59,99.$$

Опалювальне навантаження, яке покривають пікові котли, визначається як різниця загального теплового навантаження мережевих нагрівачів  $Q_{c.n}$  і теплове навантаження основних нагрівачів  $Q_{m.\phi}^{ocn}$ , МВт

$$Q_{m.\phi}^{nk} = Q_{c.n} - Q_{m.\phi}^{ocn},$$

$$Q_{m.\phi}^{nk} = 119,9 - 59,99 = 59,91.$$

Визначити витрату пари на піковому котлі, т/год

$$D_{nk.n} = \frac{3600 \cdot Q_{m.\phi}^{nk}}{(i_4 - i_{nk}) \cdot \eta},$$

Де  $\eta$  – коефіцієнт, що враховує втрати тепла нагрівачем у навколишнє середовище, приймаємо рівним 0,98;

$i_4$  - ентальпія гріючої пари визначається за таблицями насиченої пари [2];

$i_{nk}$  - ентальпія конденсату з пікових котлів, визначена за [2].

$$D_{nk.n} = \frac{3600 \cdot 59,91}{(3024,72 - 720,9) \cdot 0,98} = 95,53.$$

Визначаємо витрати пари для основних котлів, т/год

$$D_{o.n} = \frac{3600 \cdot Q_{m.\phi}^{ocn}}{(i_5 - i_6) \cdot \eta},$$

Де  $i_5$  - ентальпія гріючої пари визначається за таблицями насиченої пари [2];

$i_6$  - ентальпія конденсату гріючої пари визначається за таблицями насиченої пари та води [2].

$$D_{o.n} = \frac{3600 \cdot 59,99}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 109,3.$$

Визначити витрату пари для котла гарячого водопостачання, т/год

$$D_{БГВ} = \frac{3600 \cdot Q_{зв}}{(i_5 - i_6) \cdot \eta},$$

$$D_{БГВ} = \frac{3600 \cdot 3,5}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 6,3.$$

Визначити витрату пари на деаератор живильної води, т/год

$$D_{ДР}^{жив} = \frac{G_{жив} \cdot c_p (t_{жив} - t'_{хвп} \cdot \eta)}{(i_5 - c_p t'_{хвп}) \cdot \eta},$$

Де  $t'_{хвп}$  - температура води, що надходить із станції очищення холодної води 28 °С;

$$D_{ДР}^{жив} = \frac{15 \cdot 4,19 \cdot (104,3 - 28 \cdot 0,98)}{(2683 - 4,19 \cdot 28) \cdot 0,98} = 1,92.$$

Витрата хімоочищеної води для живлення теплової мережі визначається як різниця між загальною витратою живильної води та витратою пари на деаератор живильної води, т/год.

$$G_{хвп}^{жив} = G_{жив} - D_{ДР}^{жив},$$

$$G_{хвп}^{жив} = 15 - 1,92 = 13,08.$$

Витрати сирії води на холодне водопостачання для живлення теплової мережі, т/год

$$G_{сира}^{жив} = 1,25 \cdot G_{хвп}^{жив},$$

$$G_{сира}^{жив} = 1,25 \cdot 13,08 = 16,35.$$

Витрата пари на пароводяний підігрівач вихідної сировинної води для живлення теплової мережі, т/год

$$D_{ПВП}^{жив} = \frac{G_{сира}^{жив} \cdot c_p (t_{сира}'' - t_{х.в})}{(i_5 - i_6) \cdot \eta},$$

Де  $t_{сира}''$  - температура води після водонагрівача сировини 25 °С;

$$D_{ПВП}^{жив} = \frac{16,35 \cdot 4,19 \cdot (25 - 5)}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 0,69.$$

Кількість конденсату з пароводяного підігрівача вихідної сирії води дорівнює кількості пари, необхідної для нагріву цієї води, т/год.

$$G_{ПВП}^{жив} = D_{ПВП}^{жив} = 0,69.$$

Навантаження на пару 0,12МПа визначається у вигляді суми, т/год

$$\sum D_{вн.}^{0,12} = D_{о.п} + D_{ДР}^{жив} + D_{ПВП}^{жив} + D_{БГВ},$$



$$\sum D_{\text{вн.}}^{0,12} = 109,3 + 1,92 + 0,69 + 6,3 = 118,21.$$

Навантаження на пару 0,8 МПа визначається за ТУ, т/год

$$\sum D_{0,8}^{\text{вн.}} = 200 + 95,53 = 295,53.$$

Парове навантаження 3,0 МПа визначено за ТУ, т/год

$$\sum D_{3,0}^{\text{вн.}} = 40.$$

Розрахункові витрати пари розподіляються між турбінами і РОУ відповідно до прийнятої теплової схеми, тим самим визначаючи основне навантаження витяжок встановлених турбін і РОУ. У цьому випадку необхідно прагнути до найбільшого навантаження регульованих відбирань турбіни. Завантаження резервних РОУ дозволяється тільки в піковому та аварійному режимах. Бажано навантажувати контрольовані відбирання таким чином, щоб турбіни розвивали необхідну потужність і працювали з мінімальним надходженням пари в конденсатор.

## 2.2 Розрахунок витрат пари на власні потреби електростанції

Споживання пари на власні потреби ТЕС залежить від паропродуктивності котельні (кінцевого значення в розрахунку теплової схеми) і не може бути визначено безпосередньо із заданих теплових навантажень. Для їх розрахунку спочатку визначаємо орієнтовно необхідну паропродуктивність ТЕС, що легко зробити, знаючи витрати пари сторонніх споживачів і користуючись діаграмами режимів парових турбін. Р-12-3,5/0,5М, ПТ-12/15-3,5/1,0. Виробництво пари тепловими електростанціями

в основному визначається зовнішніми споживачами пари, що одержують її від турбінних відбірок і від дозатора. Споживання пари на власні потреби  $D'_{nz}$  становлять відносно невелику величину і можуть бути приблизно враховані в попередньому розрахунку. Для визначення  $D'_{nz}$  попередньо розраховані витрати пари для зовнішніх споживачів для кожного тиску окремо підсумовуються з орієнтовно прийнятими витратами пари на власні потреби ТЕЦ і розподіляються між турбінами та розподільними установками, які є джерелами їх покриття.

Отже, використовуючи діаграму режимів парової турбіни та дані по задачі, визначимо витрати води і пари.

Витрата свіжої пари на турбіну Р-12-3,5/0,5 М -  $D_{ce}^{P-12} = 125$  т/год;

Потік пари 0,8 МПа від турбіни Р-12-3,5/0,5 М -  $D_{0,8}^{P-12} = 120$  т/год;

Витрата свіжої пари на турбіну ПТ-12/15-3,5/1,0 -  $D_{ce}^{ПТ-12} = 125$  т/год;

Витрата пари 0,8 МПа від першої відбірної турбіни ПТ-12/15-3,5/1,0 -  $D_{0,8}^{ПТ-12} = 50$  т/год;

Потік пари 0,12 МПа від другої відбірної турбіни ПТ-12/15-3,5/1,0 -  $D_{0,12}^{ПТ-12} = 70$  т/год

Визначаємо кількість пари 0,12 МПа, що покривається РОУ 40/1,2 та РОУ 8/1,2 за формулою, т/год.

$$D_{0,12}^{POY} = \sum D_{0,12}^{en} - D_{0,12}^{ПТ},$$

$$D_{0,12}^{POY} = 118,21 - 70 = 48,21.$$

Так як використання РОУ 8/1.2 економічно вигідніше, тому в першу чергу через нього пропускаємо все максимально можливе навантаження на пару 0,12 МПа. Витрату пари визначаємо за РОУ 8/1,2. За паспортними даними на РОУ він здатний пропускати через себе 30 т/год.

Витрата пари під тиском 0,8 МПа, що подається в РОУ 8/1,2, знаходимо за формулою

$$D_{0,8}^{POY8/1,2} = D_{0,12}^{POY8/1,2} \cdot \frac{i_5 - \bar{T}}{i_4 \cdot \eta_{POY} - \bar{T}},$$

Де  $i_4$  - ентальпія пари за РОУ 40/8, визначена за таблицями насиченої пари та води [2];

$\bar{T}$  - теплоємність живильної води, визначена за таблицями насиченої пари та води згідно з [3];

$\eta_{POY}$  - коефіцієнт, що враховує втрати тепла від установки в навколишнє середовище; приймаємо рівним 0,98.

$$D_{0,8}^{POY8/1,2} = 30 \cdot \frac{2683,53 - 437,44}{3024,72 \cdot 0,98 - 437,44} = 26,66.$$

Витрата пари з РОУ 40/1,2 визначаємо як різницю між вантажем, що надходить на РОУ, і навантаженням, що покривається РОУ 8/1,2, т/год.

$$D_{0,12}^{POY40/1,2} = D_{0,12}^{POY} - D_{0,12}^{POY8/1,2},$$

$$D_{0,12}^{POY40/1,2} = 48,21 - 30 = 18,21.$$

Витрата свіжої пари при ROU40/1,2 визначається за формулою

$$D_{ce}^{POY8/1,2} = D_{0,12}^{POY40/1,2} \cdot \frac{i_5 - \bar{T}}{i_1 \cdot \eta_{POY} - \bar{T}},$$

Де  $i_1$  - ентальпія пари, що виробляється котлами, визначається за таблицями насиченої пари згідно [2].

$$D_{св}^{POY40/1,2} = 18,21 \cdot \frac{2683,53 - 437,44}{3335,5 \cdot 0,98 - 437,44} = 14,4.$$

Витрата пари від РОУ 40/8 визначається за формулою

$$D_{0,8}^{POY40/8} = \sum D_{0,8}^{6н.} + D_{0,8}^{м.х.} + D_{0,8}^{р.м.} + D_{0,8}^{POY8/1,2} - (D_{0,8}^{P-12} + D_{0,8}^{IT-12}),$$

$$D_{0,8}^{POY40/8} = 295,6 + 3 + 3 + 26,66 - (120 + 50) = 158,26.$$

Витрата свіжої пари при РОУ 40/8 визначається за формулою, т/год

$$D_{св.}^{POY40/8} = D_{0,8}^{POY40/8} \cdot \frac{i_4 - \bar{T}}{i_1 \cdot \eta_{POY} - \bar{T}},$$

$$D_{св}^{POY40/8} = 158,26 \cdot \frac{3024,72 - 437,44}{3335,5 \cdot 0,98 - 437,44} = 144,6.$$

Витрата свіжої пари при ROU 40/30 визначається за формулою, т/год

$$D_{св.}^{POY40/30} = D_{3,0}^{POY40/30} \cdot \frac{i_2 - \bar{T}}{i_1 \cdot \eta_{POY} - \bar{T}},$$

Де  $i_2$  - ентальпія пари після ROU 40/30.

$$D_{св}^{POY40/8} = 40 \cdot \frac{3115,7 - 437,44}{3335,5 \cdot 0,98 - 437,44} = 37,84.$$

Загальна витрата свіжої пари на ТЕС визначається за формулою, т/год

$$\sum D_{св}^{ТЕЦ} = D_{св}^{POY40/8} + D_{св}^{POY40/30} + D_{св}^{POY40/1,2} + (D_{св}^{P-12} + D_{св}^{IT-12}),$$

$$\sum D_{св}^{ТЕЦ} = 144,6 + 37,84 + 14,4 + (125 + 125) = 446,8.$$

У першому наближенні паропродуктивність парогенераторів визначається за формулою, т/год

$$\sum D'_{nz} = \frac{\sum D_{cв}^{TEЦ}}{\eta_{nz}},$$

$$\sum D'_{nz} = \frac{446,8}{0,98} = 455,9.$$

Споживачі пари для власних потреб ТЕС: деаератори живильної води, пароводяні підігрівачі сирі та хімочищеної води. Для розрахунку споживання пари цими споживачами спочатку необхідно визначити споживання сирі води на покриття втрат води та пари в циклі електростанції, а саме:

- втрати води від постійної продувки котла;
- втрати пари і конденсату від споживача;
- втрати конденсату на мазутних установках;
- втрати конденсату від гріючої пари, живлення деаераторів;
- внутрішньостанційні втрати пари та води (приймаємо 1% для ТЕС низького тиску).

Для визначення величини перерахованих втрат спочатку складаємо тепловий баланс сепараторів безперервної продувки котла, з якого визначаємо безповоротні втрати продувної води котла. Рівняння теплового балансу сепараторів безперервної дії має вигляд:

$$G_{прод} \cdot \bar{t}'_{прод} \cdot \eta_{cen} = D_{cen} \cdot i_3 + G_{cen} \cdot \bar{t}''_{прод},$$

$$G_{cen} = G_{прод} - D_{cen},$$

Де  $G_{прод}$  - кількість води для продувки беремо 1%  $\sum D'_{nz}$ , т/рік;

$D_{cen}$  - кількість пари, що виходить із сепаратора, т/год;

$G_{cen}$  - кількість продувної води, що виходить із сепараторів, т/год;

$\bar{t}'_{прод}$  - ентальпія котлової води;

$\bar{t}''_{прод}$  - ентальпія відокремленої води;

$i_3$  - ентальпія виділеної пари;

$\eta_{cen}$  - Коефіцієнт, що враховує охолодження сепараторів, приймається рівним 0,98.

Кількість пари, що надходить із сепаратора безперервного продування становить

$$D_{cen} = G_{прод} \cdot \frac{\bar{t}'_{прод} \cdot \eta_{cen} - \bar{t}''_{прод}}{i_3 - \bar{t}''_{прод}},$$

Частка в правій частині формули називається коефіцієнтом поділу і позначається  $K_{cen}$ . Величина  $K_{cen}$  визначається тільки параметрами котельні, сепарованої води і сепарованої пари в залежності від тиску в барабані котла і безперервної продувки сепаратора. Вважаємо, що із сепаратора виходить суха насичена пара; відокремлена продувна вода з сепаратора направляється в теплообмінник безперервної продувки.

Коефіцієнт поділу визначається за формулою

$$K_{cen} = \frac{\bar{t}'_{прод} \cdot \eta_{cen} - \bar{t}''_{прод}}{i_3 - \bar{t}''_{прод}},$$

$$K_{cen} = \frac{1211 \cdot 0,98 - 481,01}{2700,46 - 481,01} = 0,318.$$

Кількість продувної води знаходять за формулою, т/год

$$G_{\text{прод}} = 1\% \cdot \sum D'_{\text{нз}},$$

$$G_{\text{прод}} = 0,01 \cdot 455,9 = 4,55.$$

Визначити кількість пари, що виходить із сепаратора безперервного продування, т/год

$$D_{\text{сеп}} = G_{\text{прод}} \cdot K_{\text{сеп}},$$

$$D_{\text{сеп}} = 4,55 \cdot 0,318 = 1,44.$$

Обсяг безповоротно втраченої сепарованої продувної води визначаємо за формулою

$$G_{\text{сеп}} = G_{\text{прод}} - D_{\text{сеп}},$$

$$G_{\text{сеп}} = 4,55 - 1,44 = 3,11.$$

Кількість продувної води встановлюється на основі розрахунку водного режиму котла і є заданою величиною для розрахунку теплової схеми ТЕЦ.

Сума всіх втрат визначає деталі добавки  $G_{\text{об}}$ , хімічищеної води в циклі станції

Втрати конденсату грійочої пари в деаераторі живильної води, т/год

$$\Delta G_{\text{конд}}^{\text{ДПВ}} = D_{\text{ДР}}^{\text{подп}},$$

$$\Delta G_{\text{конд}}^{\text{ДПВ}} = 1,92.$$

Втрати конденсату мазутних установок, т/год

$$\Delta G_{\text{конд}}^{\text{м.х.}} = 0,3 \cdot D_{\text{м.х.}}^{0,8},$$

$$\Delta G_{\text{конд}}^{\text{м.х.}} = 0,3 \cdot 3 = 0,9.$$

Втрати конденсату при виробництві, т/год

$$\Delta G_{\text{конд}}^{\text{нр}} = \sum D_{3,0}^{\text{вн}} + D_{0,8}^{285} - G_{\text{конд}}^{0,8},$$

$$\Delta G_{\text{конд}}^{\text{нр}} = 40 + 200 - 160 = 80.$$

Визначаються внутрішньостанційні втрати, пари та води, т/год

$$\Delta G_{\text{ном}} \approx 2\% \cdot \sum D'_{\text{нз}},$$

$$\Delta G_{\text{ном}} = 0,02 \cdot 455,9 = 9,11 \text{ т / ч.}$$

Втрати води на безперервну продувку котла, т/год

$$\Delta G_{\text{прод}} = G_{\text{сен}},$$

$$\Delta G_{\text{прод}} = 3,11.$$

Необхідні добавки хімічно очищеної води дорівнюють

$$G_{\text{об}} = \sum \Delta G,$$

$$G_{\text{об}} = 1,92 + 0,9 + 9,11 + 3,11 + 80 = 95,04.$$

Витрата сирієї води з урахуванням необхідності циклу хімводопідготовки визначається технологічною схемою хімводопідготовки та режимами регенерації фільтрів. Майже з достатнім ступенем точності для розрахунку теплових схем приймемо її рівною 25% корисної продуктивності хімводопідготовки, т/год.

$$G_{\text{сиря}}^{\text{об}} = 1,25 \cdot G_{\text{об}},$$



$$G_{\text{сира}}^{\text{об}} = 1,25 \cdot 95,04 = 120.$$

Перед подачею на хімводопідготовку сиру воду нагрівають до температури 25 °С, у зв'язку з чим визначають витрати пари на пароводяний підігрівник сирої води, т/год.

$$D_{\text{сира}}^{\text{подг}} = \frac{G_{\text{сира}}^{\text{об}} \cdot c_p (t_{\text{сира}}'' - t_{\text{х.в}})}{(i_5 - i_6) \cdot \eta},$$

$$D_{\text{сыр}}^{\text{подг.}} = \frac{120 \cdot 4,19 \cdot (25 - 5)}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 5,1.$$

Кількість конденсату з підігрівачів сирої води надходить в деаератор живильної води і відповідає витраті пари на нагрівання сирої води.

$$G_{\text{сира}}^{\text{конд}} = D_{\text{сира}}^{\text{подг.}}$$

Загальна кількість конденсату з теплообмінників сирої води, т/год

$$\sum G_{\text{сира}}^{\text{конд}} = G_{\text{сира}}^{\text{конд}} + G_{\text{ПВП}}^{\text{подп}},$$

$$\sum G_{\text{сира}}^{\text{конд}} = 5,1 + 0,69 = 5,79$$

Загальна кількість сирої води, що подається на водоочисні споруди з урахуванням втрат води в тепломережі, т/год.

$$\sum G_{\text{сира}} = G_{\text{сира}}^{\text{об}} + G_{\text{сира}}^{\text{подп}},$$

$$\sum G_{\text{сира}} = 120 + 16,35 = 136,4.$$

Пройшовши необхідну хімічну підготовку, сиру вода повертається на станцію в новій якості, а саме хімічно очищена і в подальшому іменується

як CWW. Оскільки в процесі підготовки очищеної води втрати останньої є незначними, тому для розрахунку теплової схеми ТЕЦ приймається т/год.

$$G_{хов}^{об} = \sum G_{кура} = 136,4.$$

Хімічно очищена вода перед подачею в деаераторні установки підігрівається в пароводяному підігрівачі до 80 °С. Кількість пари, необхідна для нагріву хімічно очищеної води, т/год

$$D_{хов} = \frac{G_{хов}^{об} \cdot c_p (t_{хов}'' - t_{хов}')}{(i_5 - i_6) \cdot \eta},$$

$$D_{хов} = \frac{136,4 \cdot 4,19 \cdot (80 - 30)}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 14,5.$$

Кількість конденсату з хімоводонагрівачів надходить в деаератор живильної води і відповідає витраті пари на підігрів холодної води, тому

$$G_{хов}^{конд} = D_{хов}.$$

Визначаємо кількість конденсату з котла ГВП, що відповідає кількості пари, необхідної для нагріву гарячої води до температури 65 °С, т/год.

$$G_{БГВ}^{конд} = D_{БГВ} = 6,3.$$

Визначаємо кількість конденсату з котлів основного опалення, відповідну кількості пари, необхідної для нагріву мережевої води до температури, що відповідає графіку, т/год.

$$G_{о.п}^{конд} = D_{о.п} = 109,3.$$

Визначаємо кількість конденсату з пікових нагрівачів, що відповідає кількості пари, що йде до них, т/год.

$$G_{нк.к}^{конд} = D_{нк.п} = 95,53.$$

Визначаємо витрати живильної води, що використовується для охолодження пари в РОУ 40/30, РОУ 40/8, т/год.

$$G_{РОУ\ 40/30}^{num.в} = \sum D_{3,0}^{вн} - D_{св}^{РОУ\ 40/30},$$

$$G_{РОУ\ 40/8}^{num.в} = D_{0,8}^{РОУ\ 40/8} - D_{св}^{РОУ\ 40/8},$$

$$G_{РОУ\ 40/30}^{num.в} = 40 - 37,84 = 2,16,$$

$$G_{РОУ\ 40/8}^{num.в} = 158,26 - 144,6 = 13,66.$$

Загальна витрата живильної води на РОУ становить, т/год

$$G_{РОУ}^{num.в} = G_{РОУ\ 40/30}^{num.в} + G_{РОУ\ 40/8}^{num.в},$$

$$G_{РОУ}^{num.в} = 2,16 + 13,66 = 15,82.$$

Визначити загальну витрату живильної води, т/год

$$G_{num.в} = \sum D'_{нз} + G_{прод} + G_{РОУ}^{num.в} + G_{подп},$$

$$G_{num.в} = 455,9 + 4,55 + 15,82 + 15 = 491,27.$$

Визначаємо випаровування живильної води з деаераторів, т/год

$$D_{вип} = d_{вип} \cdot G_{num.в},$$

Де  $d_{\text{вип}}$  – коефіцієнт випаровування з атмосферного деаератора, 0,002;

$$D_{\text{вип}} = 0,002 \cdot 491,27 = 0,98.$$

Загальна кількість надходження в деаератор живильної води, т/год

$$G_{\Sigma} = G_{\text{БГВ}}^{\text{конд}} + G_{\text{сыра}}^{\text{конд}} + G_{\text{хов}}^{\text{конд}} + (G_{\text{о.п}}^{\text{конд}} + G_{\text{пк.п}}^{\text{конд}}) + G_{\text{конд}}^{0,8} + G_{\text{хов}} + D_{\text{сеп}} - D_{\text{вип}},$$

$$G_{\Sigma} = 6,3 + 5,79 + 27 + (109,3 + 95,53) + 160 + 136,4 + 1,44 - 0,98 = 527.$$

Температура пом'якшеної води на виході з випарного охолоджувача,  
°C

$$t_{\text{хов}}''' = t_{\text{хов}}'' + \frac{D_{\text{вип}}}{G_{\text{хов}}^{\text{об}} \cdot c_p} (i_5 - i_6),$$

Де  $t_{\text{хов}}''$  - температура хімічищеної води на вході у випарний теплообмінник,  
наведена із завдання, 80 °C;

$G_{\text{хов}}^{\text{об}}$  - витрата хімічних відходів, що надходять з хімічистки, 136,4 т/год.;

$$t_{\text{хов}}''' = 80 + \frac{0,98}{136,4 \cdot 4,19} \cdot (2683,53 - 667,47) = 83.$$

Середньозважена температура потоків, що надходять в деаератор  
живильної води (крім гріючої пари), °C

$$t_{\text{ср.в.з}} = \frac{G_{\text{БГВ}}^{\text{конд}}}{G_{\Sigma}} t_{\text{к.б.}} + \frac{(G_{\text{сыр}}^{\text{конд}} + G_{\text{хов}}^{\text{конд}})}{G_{\Sigma}} t_{\text{к.б.}} + \frac{(G_{\text{о.п.}}^{\text{конд}} + G_{\text{пк.п}}^{\text{конд}})}{G_{\Sigma}} t_{\text{к.б.}} + \frac{G_{\text{конд}}^{0,8}}{G_{\Sigma}} t_{\text{к.б.}} + \frac{G_{\text{хов}}^{\text{об}}}{G_{\Sigma}} t_{\text{хов}}''' + \frac{D_{\text{сеп}}}{G_{\Sigma} \cdot c_p} \cdot i_3 - \frac{D_{\text{вип}}}{G_{\Sigma} \cdot c_p} \cdot i_5,$$

Де  $G_{\text{БГВ}}^{\text{конд}}$  - кількість конденсату з водогрійного котла;

$G_{\text{хов}}^{\text{конд}}$  - кількість конденсату водонагрівачів хімічищення;

$G_{сир\alpha}^{конд}$  - кількість конденсату з підігрівачів сирі води;

$G_{\Sigma}$  - загальна кількість вхідних потоків деаератора;

$D_{вип}$  - випаровування з деаераторів, визначене раніше;

$D_{сеп}$  - кількість пари, що виходить із сепаратора;

$G_{о.л}^{конд}$  - кількість конденсату від котлів основного опалення;

$G_{пк.л}^{конд}$  - кількість конденсату від пікових котлів опалення;

$G_{конд}^{0,8}$  - кількість конденсату, що повертається з випарної секції глиноземного цеху;

$G_{хов}^{об}$  - споживання хімічних відходів на ТЕС;

$t_{конд}^{нр.}$  - температура зворотного конденсату з випарної секції глиноземного цеху  $80^{\circ}\text{C}$ ;

$t_{к.б.}$  - температура конденсату з пароводяної установки котлів опалення та гарячого водопостачання  $158,1^{\circ}\text{C}$ ;

$$t_{ср.в.з} = \frac{6,3}{527} \cdot 158,1 + \frac{5,79+14,5}{527} \cdot 158,1 + \frac{204,83}{527} \cdot 158,1 + \frac{160}{527} \cdot 80 + \frac{136,4}{527} \cdot 83 + \frac{1,44}{527 \cdot 4,19} \cdot 2700,46 - \frac{0,98}{527 \cdot 4,19} \cdot 2684,53 = 110,31.$$

Визначити витрату пари для деаераторів живильної води, т/год

$$D_{дб} = G_{\Sigma} \cdot \frac{\bar{T} - t_{ср.в.з} \cdot c_p}{i_5 - \bar{T}},$$

Де  $G_{\Sigma}$  - загальна кількість вхідних потоків деаератора.

$$D_{дб} = 527 \cdot \frac{437,44 - 110,31 \cdot 4,19}{2683,53 - 437,44} = 5,8$$

В результаті розрахунку в першому наближенні були визначені наступні величини витрат пари на власні потреби ТЕС.

Загальна витрата пари 0,12 МПа, т/год

$$\sum D_{\text{соб.н}}^{0,12} = D_{\text{ДБ}} + D_{\text{сыр}}^{\text{подг}} + D_{\text{хов}},$$

$$\sum D_{\text{соб.н}}^{0,12} = 5,8 + 5,1 + 14,5 = 25,4.$$

Загальна витрата пари 0,8 МПа, т/год

$$\sum D_{\text{соб.н}}^{0,8} = D_{0,8}^{\text{м.х.}} + D_{0,8}^{\text{р.м.}} + D_{0,8}^{\text{ПОВ8/1,2}},$$

$$\sum D_{\text{соб.н}}^{0,8} = 3 + 3 + 26,66 = 32,66.$$

Наступним кроком є визначення фактичного споживання пари на ТЕС.

Фактична витрата пари 3,0 МПа, т/год

$$\sum D_{3,0} = \sum D_{3,0}^{\text{фн.}} = 40.$$

Фактична витрата пари 0,8 МПа, т/год

$$\sum D_{0,8} = \sum D_{0,8}^{\text{фн.}} + \sum D_{\text{соб.н}}^{0,8} = 295,6 + 6 + 26,66 = 328,26.$$

Фактична витрата пари 0,12 МПа, т/год

$$\sum D_{0,12} = \sum D_{0,12}^{\text{фн.}} + \sum D_{\text{соб.н}}^{0,12} = 118,21 + 25,4 = 143,6.$$

Загальна фактична витрата пари визначається як сума всіх витрат, т/год

$$\sum D = \sum D_{3.0} + \sum D_{0.8} + \sum D_{0.12} = 511,9.$$

Визначаємо фактичну парогенерацію парогенераторів ТЕС, т/год

$$\sum D_{nz} = \frac{\sum D}{0,98} = \frac{511,9}{0,98} = 522,3.$$

Отримане в результаті першого наближення паровироблення порівнюємо з прийнятим раніше значенням  $\sum D'_{nz} = 455,9$ , т/год

$$\frac{\sum D_{nz} - \sum D'_{nz}}{\sum D_{nz}} \cdot 100 = \frac{522,3 - 455,9}{522,3} = 12,7\%.$$

Оскільки розбіжність становить 12,7%, що значно перевищує допустиме значення (не більше 3%), повторюємо розрахунок, взявши за основу значення, отримане в результаті першого наближення. Розрахунок другого наближення представлено в таблиці 2.1.

При розрахунку невідповідність прийнятим значенням першого наближення для всіх чотирьох характерних режимів не перевищує 0,2%, що задовольняє вимогам.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку другого наближення

Назва даних	Позначення	Значення
Загальна витрата пари на власні потреби електростанції 0,12 МПа	$\sum D_{\text{соб.н}}^{0,12}$	46,1
Загальна витрата пари на власні потреби електростанції 0,8 МПа	$\sum D_{\text{соб.н}}^{0,8}$	32,66
Фактична витрата пари 3,0 МПа	$\sum D_{3,0}$	40
Фактична витрата пари 0,8 МПа	$\sum D_{0,8}$	328,26
Фактична витрата пари 0,12 МПа	$\sum D_{0,12}$	164,31
Загальне фактичне споживання пари	$\sum D$	532,57
Фактична парогенерація парогенераторів	$\sum D_{\text{пг}}'''$	543
Розбіжність із раніше прийнятим значенням, %	$\Delta D_{\text{пг}}$	0,2

Завершуємо розрахунок теплової схеми складанням пароводяного балансу ТЕЦ. Паровий баланс характеризує роботу станції протягом року: ефективність використання обладнання, встановленого на ТЕС, ефективність його роботи та експлуатаційну надійність станції. На підставі даних паробалансу ТЕС проводиться вибір парогенераторів. Шляхом розрахунку теплової діаграми визначається сумарна паропродукція на ТЕС, що забезпечує роботу електростанції на всіх її режимах. Однак для електростанції дуже важлива не тільки загальна паровиробна потужність станції, але і одинична паровиробна потужність встановлених парогенераторів, оскільки обладнання повинно забезпечувати можливість планово-попереджувального ремонту парогенератора і резервне аварійне



відключення одного з них. При розрахунку теплової схеми спеціально розраховується другий зимовий режим, який перевіряє можливість роботи станції в разі аварійної зупинки одного з парогенераторів на теплових навантаженнях, регламентованих нормами технологічного проектування.

2.3 Розрахунок річного виробництва та постачання споживачам пари та електроенергії

ТЕЦ з турбінами типу ПТ і Р повинні працювати в безопалювальний період із сумарним використанням встановлених турбоагрегатів.  $K_{исп}^{ТЕЦ} = 0,48$ .

При встановленій потужності двох турбін 24 МВт і безопалюваному періоді 190 діб (4560 годин) теплоелектростанція виробляє кВт в безопалювальний період·рік

$$Q=24 \cdot 4560 \cdot 0,48 \cdot 10^{-3}=52,53 \cdot 106.$$

За розрахунковий прийнято рік середнього ремонту парогенераторів. Для даного року тривалість простою обладнання під час планово-попереджувального ремонту приймається величиною, наведеною в таблиці 2.2 [11].

Таблиця 2.2 – Нормативні терміни ремонту обладнання

Найменування обладнання	24 години ремонту
Час простою одного парогенератора:	
в середньому ремонті	14.4
під поточний ремонт	14.4
Простою одного турбогенератора:	
в середньому ремонті	11.7
під поточний ремонт	6.3

Таблиця 2.3 – Тривалість простою та роботи обладнання під час поточних ремонтів

Назва одиниці	Робочий час, рік		Легко планувати профілактичний ремонт, рік	
	Опалювальний сезон 175 днів	Літній період 190 днів	Опалювальний сезон 175 днів	Літній період 190 днів
Парогенератор	3785	4283	415	277
Турбо агрегат	3954	4375	246	185

В опалювальний сезон виконано середній ремонт на 50%. Поточний ремонт проводиться на 70% взимку і на 30% влітку. Тривалість роботи та простоїв під час ремонту парогенератора і турбоагрегату, розрахована згідно з вищенаведеним, наведена в таблиці 2.3.

Розраховуємо річні витрати окремо для опалювального та літнього періодів.

Витрата охолодженої пари 0,8 МПа, 285 °С, що виділяється з ТЕС за опалювальний період становить  $780 \cdot 10^3$  т.

Відповідно витрата пари на промисловий відбір парових турбін 0,8 МПа дорівнює, т.

$$G(Q)_{0,8}^{полн.} = 780 \cdot 10^3 \cdot 0,955 = 745 \cdot 10^3.$$

Середнє навантаження промислового паровідбору 1,0 МПа дорівнює, т

$$G(Q)_{0,8}^{ср. зим.} = \frac{G(Q)_{0,8}^{полн.}}{T_{on} \cdot 24},$$

Де  $T_{on}$  – тривалість опалювального періоду 166 днів [4].

Середнє зимове (повне з урахуванням власних потреб ТЕС) навантаження одного турбогенератора ПТ-12/15-3,4/1,0/0,1 на пару 0,12 МПа становить приблизно 70 т/год.

За визначеним середнім відбором пари від турбін в опалювальний період розраховуємо їх середньогодинну витрату пари та споживання теплової енергії, а також споживання пари та вироблення електроенергії турбогенераторами за час роботи в опалювальний період, використовуючи діаграми режимів турбін. . Результати розрахунку заносимо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 – Споживання пари та виробництво електроенергії

Тміська одиниця	Середня потужність у споживача тепла, МВт	Середній час витрата пари, т/рік	Виробництво електроенерг ії протягом періоду, кВт/год	Споживання пари турбін за цей період становить Т
Опалювальний сезон				
РТ12-3,4/1,0/0,1	12	106		
Р-12-3,4/0,5М	8	120		
разом	20	226	79,1 x 10 <sup>6</sup>	894 x 10 <sup>3</sup>
Літній період				
РТ12-3,4/1,0/0,1	5	56.2		
Р-12-3,4/0,5 М	6.5	95		
разом	11.5	151.2	50 x 10 <sup>6</sup>	661 x 10 <sup>3</sup>

Як видно з таблиці, середнє теплове перевантаження ТЕС в опалювальний період забезпечує повну реалізацію встановлених турбоагрегатів. Середнє навантаження встановлених парогенераторів становить 90% встановленої потужності. Максимальне добове навантаження парогенераторів в опалювальний період, згідно з розрахунком теплової схеми, становитиме 95%.

Як видно з наведених вище даних про нормативні простої турбоагрегатів і парогенераторів при планових ремонтах, простої на ремонт парогенераторів значно перевищують простої на ремонт турбоагрегатів. Тому протягом опалювального сезону ТЕЦ певний час працюватиме без одного парогенератора і внаслідок нестачі пари не зможе виробити повну потужність. Виходячи з вищезазначених середніх навантажень ТЕЦ за опалювальний період, на підставі орієнтовних розрахунків можна прийняти

в середньому для цих режимів: передачу частини теплового навантаження на РОУ.

Враховуючи, що час роботи ТЕС без одного парогенератора в опалювальний період дорівнює різниці простоїв під час планово-попереджувальних ремонтів турбоагрегатів і парогенераторів.  $415 \cdot 2 \cdot 246 = 2413$  рік, отримуємо таке значення недовироблення електроенергії, кВт·год, а зменшення витрати пари в опалювальний період, т

$$-\Delta \mathcal{E} = 2413 \cdot 12 = 28,9 \cdot 10^6,$$

$$\Delta D_{св}^m = 2413 \cdot 70 = 168,9 \cdot 10^3.$$

Таким чином, за опалювальний період буде вироблено електроенергію, кВт·рік

$$\sum \mathcal{E}^{омон.} = 79,1 \cdot 10^6 - 28,9 \cdot 10^6 = 50,2 \cdot 10^6,$$

і пари, спожитої для турбін, т

$$\sum D_m^{омон.} = 894 \cdot 10^3 - 168,9 \cdot 10^3 = 725,1 \cdot 10^3.$$

При зупинці на поточний ремонт однієї турбоагрегати втрата її промислової продукції компенсується 40/8 РОУ, а при зупинці турбоагрегату ПТ-12 втрата пари 0,12 МПа компенсується 40 РОУ/. 0,12 і РОУ 8/0,12.

Кількість свіжої пари, що пройшла через РОУ 40/30 за опалювальний період, визначається за формулою, т.е.

$$\sum D_{РОУ40/30}^{омон.} = T_{он} \cdot D_{св.}^{РОУ40/30},$$

Де  $D_{св.}^{POV40/30}$  - споживання свіжої пари при ROU 40/30;

$T_{он}$  – тривалість опалювального періоду.

$$\sum D_{POV40/30}^{омон.} = 166 \cdot 24 \cdot 37,84 = 158,9 \cdot 10^3 .$$

Кількість свіжої пари, що пройшла через ROU 40/8 за опалювальний період, визначається за формулою, тобто

$$\sum D_{POV40/8}^{омон.} = T_{омон.} \cdot D_{ср.св.}^{POV40/8} ,$$

$$\sum D_{POV40/8}^{омон.} = 166 \cdot 24 \cdot 118,96 = 499 \cdot 10^3 .$$

Кількість свіжої пари, що пройшла через ROU 40/1,2 за опалювальний період, визначається за формулою з використанням таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Тривалість температури зовнішнього повітря нижче  $t_n$ .

температура зовнішній повітря, т.н. °С	Кількість годин температур и нижче тн	температура зовнішній повітря, т.н. °С	Кількість годин стояння температури нижче тн	температура зовнішній повітря, т.н. °С	Кількість годин стояння температури нижче тн
-25 ÷ - 20	28.8	-15 ÷ - 10	336	-5÷0	1200
-20 ÷ - 15	127.2	-10 ÷ - 5	588	0÷8	1920 рік

$$\sum D_{POV40/1,2}^{омон.} = D_{св.}^{POV40/1,2} \cdot t_{п.о.} + D_{св.}^{POV40/1,2} \cdot t_{ср.о.} ,$$

Де  $D_{св.}^{POV40/1,2}$  - середня витрата свіжої пари при ROU 40/1,2 при температурі зовнішнього повітря  $-23^{\circ}\text{C}$ ;

$D_{св.}^{POV40/1,2}$  - середня витрата свіжої пари ROU40/1,2 при температурі зовнішнього повітря  $-0,7^{\circ}\text{C}$ ;

$t_{p.o.}$  - тривалість температури від  $-20$  до  $-15^{\circ}\text{C}$  127,2 години;

$t_{ср.o.}$  - тривалість температури від  $-5$  до  $8^{\circ}\text{C}$ , 1920 год.

$$\sum D_{POV40/1,2}^{омон.} = 14,4 \cdot 127,2 + 25,6 \cdot 1920 = 51 \cdot 10^3.$$

Загальна кількість пари на турбоагрегатах і РОУ, т

$$\sum D_{св.}^{омон.} = \sum D_m^{омон.} + \sum D_{POV40/1,2}^{омон.} + \sum D_{POV40/8}^{омон.} + \sum D_{POV40/30}^{омон.},$$

$$\sum D_{св.}^{омон.} = 51 \cdot 10^3 + 499 \cdot 10^3 + 158 \cdot 10^3 + 725,1 \cdot 10^3 = 1433 \cdot 10^3..$$

Виробництво пари парогенераторами в опалювальний період, тобто

$$\sum D_{пг}^{омон.} = \frac{\sum D_{св.}^{омон.}}{0,98} = \frac{1433 \cdot 10^3}{0,98} = 1462 \cdot 10^3.$$

Витрата охолодженої пари  $0,8$  МПа,  $285^{\circ}\text{C}$ , що виділяється з ТЕС в літній період становить  $640 \cdot 10^3$  т.

Подібний розрахунок споживання пари для відбирань промислових турбін

$$Q_{0,8}^{полн.} = 640 \cdot 10^3 \cdot 0,945 = 604 \cdot 10^3;$$

$$Q_{0,8}^{ср.лет.} = \frac{604 \cdot 10^3}{190 \cdot 24} = 132.$$

Середньорічне (повне з урахуванням власних потреб ТЕС) навантаження одного турбогенератора ПТ-12/15-3,4/1,0/0,1 на пару 0,12 МПа становить приблизно 50 т/год.

За деякими середніми відборами пари від турбін за літній період розраховуємо їх середньогодинну витрату пари та споживання теплової енергії, а також споживання пари та виробництво електроенергії турбогенераторами за робочий час у річному періоді за допомогою діаграм режимів турбін.

Час простою обладнання через плановий ремонт визначається аналогічно простою в опалювальний сезон,  $7 \cdot 246 - 2 \cdot 185 = 1352$  год.

Відсутність електроенергії через простої влітку, кВт·рік

$$-\Delta \mathcal{E} = 1352 \cdot 12 = 16,2 \cdot 10^6 .$$

Таким чином, в літній період буде вироблятися електроенергія, кВт·рік

$$\sum \mathcal{E}^{лет.} = 50 \cdot 10^6 - 16,2 \cdot 10^6 = 33,8 \cdot 10^6 ,$$

і пари, споживаної турбіною, т

$$\sum D_m^{лет.} = 661 \cdot 10^3 - 95 \cdot 10^3 = 566 \cdot 10^3 .$$

При зупинці на поточний ремонт однієї турбоагрегати втрата її промислової продукції компенсується 40/8 РОУ, а при зупинці турбоагрегату ПТ-12 втрата пари 0,12 МПа компенсується 40 РОУ/. 0,12 і ROU 8/0,12.

Витрата пари через РОУ визначається з урахуванням ремонту турбоагрегату Р-12 за формулою, тобто



$$\sum D_{POY 40/8}^{лет.} = D_{0.8}^{турб.} \cdot \frac{i_4 - \bar{T}}{i_1 \cdot \eta_{POY} - \bar{T}} \cdot t_{рем.}^{лет.},$$

$$\sum D_{POY 40/8}^{лет.} = 120 \cdot \frac{3024,72 - 437,44}{3335,5 \cdot 0,98 - 437,44} \cdot 185 = 20 \cdot 10^3.$$

Витрата пари через РОУ 40/30 влітку визначається аналогічно зимі, оскільки парове навантаження 3,0 МПа протягом року не змінюється, т.к.

$$\sum D_{POY 40/30}^{лет.} = T_{літо} \cdot D_{св.}^{POY 40/30},$$

Де  $T_{літо}$  – тривалість літнього періоду 190 днів.

$$\sum D_{POY 40/30}^{лет.} = 190 \cdot 24 \cdot 37,84 = 173 \cdot 10^3.$$

Загальна кількість пари на турбоагрегатах і РОУ визначається за формулою, T

$$\sum D_{св.}^{лет.} = \sum D_m^{лет.} + \sum D_{POY 40/8}^{лет.} + \sum D_{POY 40/30}^{лет.},$$

$$\sum D_{св.}^{лет.} = 173 \cdot 10^3 + 20 \cdot 10^3 + 566 \cdot 10^3 = 759 \cdot 10^3.$$

Виробництво пари парогенераторами в літній період, T

$$\sum D_{пг}^{лет.} = \frac{\sum D_{св.}^{лет.}}{0,98} = \frac{759 \cdot 10^3}{0,98} = 774 \cdot 10^3.$$

Загальне річне виробництво електроенергії на ТЕСкВт· рік

$$\mathcal{E}_{тк}^{год} = \sum \mathcal{E}^{он} + \sum \mathcal{E}^{літо.} = 50,2 \cdot 10^6 + 33,8 \cdot 10^6 = 84 \cdot 10^6,$$

Ефективність теплових електростанцій для постачання електричної та теплової енергії

$$\eta_{\varepsilon} = \frac{3,6 \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{отд.}}}{10^3 B_{\text{год}}^{\text{нат}} a_{\varepsilon} Q_{\text{н}}^p},$$

$$\eta_{\varepsilon} = \frac{3,6 Q_{\text{год}}^{\text{отд.}}}{10^3 B_{\text{год}}^{\text{нат}} a_{\text{т}} Q_{\text{н}}^p},$$

Де  $Q_{\text{н}}^p$  - нижня теплотворна здатність газоподібного палива, 43040 кДж/кг;

$a_{\varepsilon}$  - частка палива, спаленого у виробництві електрики,  $a_{\varepsilon} = 0,5$ .

### 3 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІЧНА БЕЗПЕКА

Основним законодавчим документом у сфері охорони праці є Закон України «Про охорону праці». Цей Закон визначає основні положення щодо реалізації конституційного права працівників на охорону життя і здоров'я під час праці, на належні, безпечні і здорові умови праці, регулює за участю відповідних органів державної влади відносин між роботодавцем і працівником з питань безпеки, гігієни праці та виробничого середовища та встановлює єдиний порядок організації охорони праці в Україні.

Умови праці на робочому місці, безпека технологічних процесів, машин, механізмів, устаткування та інших засобів виробництва, стан засобів колективного та індивідуального захисту, які використовуються працівником, а також санітарно-побутові умови повинні відповідати вимогам нормативних документів з охорони праці.

Умови праці часто характеризуються впливом на працівників несприятливого мікроклімату, запиленості, загазованості, високої бактеріальної та грибкової забрудненості повітря робочої зони, виробничого шуму.

Робота також передбачає фізичне напруження внаслідок необхідного обсягу роботи. У деяких випадках пологовий процес проходить в умовах недостатнього освітлення.

У зв'язку з рішенням про перехід на альтернативне паливо, а саме біогаз, було вирішено запровадити додаткові заходи з охорони праці через серйозні аварії, які трапляються на біогазовому виробництві, іноді навіть із летальним результатом. Причиною є, звичайно, підвищене використання обладнання, а також погане сприйняття того, що роботи проводяться з горючим і вибухонебезпечним газом.

До цього додається вимога безпеки праці. Роботодавець зобов'язаний надати документ про вибухонебезпечні зони з класифікацією ступеня вибухонебезпечності та пожежної небезпеки об'єкта:

Оскільки на даному об'єкті ТЕЦ використовуються ТЕС, на організм людини діє ряд несприятливих факторів, властивих даній території, а саме:

- А. надмірний тиск;
- В. підвищений рівень пожежо- та вибухонебезпеки;
- І. підвищена температура.

### 3.1 Характеристика небезпечних і шкідливих виробничих факторів

На біогазовій установці, в котельні та на самій установці є резервуари під тиском. Для забезпечення безпечних умов експлуатації установки котли і газопроводи оснащуються приладами для вимірювання тиску і температури.

Запірна арматура вказує напрямок свого обертання при відкритті або закритті. Газопроводи мають на лінії подачі зворотний клапан, який автоматично закривається тиском з посудини.

Кожна ємність оснащена манометрами прямої дії. Манометр встановлюється на арматурі посудини або трубопроводі між посудиною і запірною арматурою.

Котли оснащені запобіжниками від підвищення тиску вище допустимого значення та покажчиками рівня рідини. На кожному індикаторі рівня рідини позначені допустимі верхній і нижній рівні.

Оскільки котельне обладнання працює на біогазі, існує ризик вибуху. Тому проектування проводилось згідно з Правилами безпеки в газовому господарстві.

Підвідні газопроводи обладнані електромагнітними клапанами, зблокованими сигналізаторами газу. При заповненні газом газопроводи необхідно продути через свічкові розрядники до витіснення всього повітря, а при спорожненні газу продути їх повітрям до витіснення всього газу. Ці вимоги обумовлені тим, що при об'ємній концентрації природного газу в повітрі 5-15% утворюється вибухонебезпечна суміш. Газ виділяється з вентиляційних свічок у місцях, де він не може потрапити в будівлю і де його

не може запалити жодне джерело вогню. На газопроводах встановлюється тільки сталева арматура. Для запобігання ударам блискавки на біогазовому заводі встановлені громовідводи.

У котельні є поверхні, які мають високу температуру (водопроводи, паропроводи, поверхні котлів, димоходи). Усі зони елементів, доступні для обслуговуючого персоналу, покриті теплоізоляцією, що забезпечує температуру зовнішньої поверхні не вище 45 °С, при температурі навколишнього середовища не вище 25 °С. Персонал, у свою чергу, перед вступом на зміну зобов'язаний привести в порядок спецодяг. Рукава і хвости комбінезона застібаються на всі гудзики, а волосся заправляються під шолом. Забороняється заправляти рукава спецодягу, щоб уникнути опіків.

Теплоенергетичне обладнання характеризується механічними, аеродинамічними та гідродинамічними шумами - невпорядкованим поширенням звуків різної інтенсивності та чистоти, які негативно впливають на організм людини. У котельні значний шум викликається аеродинамічними причинами, до них відносяться:

- різкі зміни тиску в трубопроводі;
- спрацювання запобіжних клапанів;
- пробивання прокладок фланцевих з'єднань;
- рух газів у трубах з великою швидкістю.

Підвищений рівень виробничого шуму на виробництві спричиняє шкідливий вплив на організм людини: знижується гострота слуху та зору, порушується діяльність серцево-судинної системи. Сильний промисловий шум може викликати функціональні зміни в нервовій, кровоносній і травній системах організму людини.

Рівень шуму у виробничих приміщеннях не повинен перевищувати 80 дБ.

Це механічний коливальний рух, найпростішим видом якого є гармонічні коливання.

У виробничих умовах оператор котельні піддається загальній вібрації категорії 3А (на постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях підприємств).

Тривалий вплив вібрації призводить до різних розладів здоров'я людини і, в кінцевому рахунку, до «вібраційної хвороби». Загальна вібрація негативно впливає на нервову систему, відбуваються зміни в серцево-судинній системі, вестибулярному апараті, порушується обмін речовин.

### 3.2 Заходи щодо поліпшення умов праці

У практиці організації праці важливою складовою є поліпшення умов праці. Важливість поліпшення умов праці пояснюється тим, що вони в основному являють собою виробниче середовище, в якому протікає життя людини під час праці.

В Україні та міжнародній організації стандартизації застосовується принцип регулювання шуму на основі граничних спектрів (гранично допустимих рівнів звукового тиску) в октавних діапазонах частот.

Граничні рівні шуму на робочих місцях регламентуються ГОСТ 12.1.003-86. Він закладає принцип встановлення певних параметрів шуму на основі класифікації приміщень для їх використання для трудової діяльності.

Боротьба з шумом у його джерелі. Це найефективніший спосіб боротьби з шумом. Створюються мал шумні механічні передачі, розроблені методи зниження шуму в підшипникових вузлах і вентиляторах.

Зниження шуму за рахунок звукопоглинання та звукоізоляції. Об'єкт, що випромінює шум, поміщається в кожух, внутрішні стінки якого покриті звукопоглинальним матеріалом. Кожух повинен мати достатню звукопоглинальну здатність, не заважати обслуговуванню обладнання під час роботи, не ускладнювати його обслуговування, не псувати інтер'єр цеху. Різновидом цього методу є кабіна, в якій знаходиться більш шумний предмет і в якому працює робітник. Внутрішня частина кабіни покрита

звукопоглинальним матеріалом для зниження рівня шуму всередині кабіни, а не тільки для ізоляції джерела шуму від решти виробничої зони.

Зменшити шум за допомогою звукоізоляції. Суть цього методу полягає в тому, що об'єкт, що випромінює шум, або кілька найбільш шумних об'єктів розташовують окремо, ізолювано від основного, менш шумного приміщення звукоізоляційною стіною або перегородкою. Звукоізоляція також досягається розміщенням найбільш шумного об'єкта в окремій кабіні. При цьому в ізолюваному приміщенні в салоні рівень шуму не знизиться, але шум торкнеться меншої кількості людей. Звукоізоляція досягається розміщенням оператора в спеціальній кабіні, звідки він спостерігає і контролює технологічний процес. Звукоізоляційний ефект забезпечується установкою екранів і ковпаків. Вони захищають робоче місце і людину від прямого впливу прямого звуку, але не зменшують шум у приміщенні.

Захист від вібрації. За організаційними ознаками способи віброзахисту можуть бути колективними та індивідуальними. Колективні методи включають такі види діяльності:

- ослаблення вібраційної енергії в джерелі її виникнення;
- ослаблення параметрів вібрації на шляху її поширення від джерела збудження;
- організаційно-технічний;
- санітарно-гігієнічні та лікувально-профілактичні

Організаційно-технічні заходи включають:

- заміна операцій, що вимагають застосування вібраційних машин з дистанційним або автоматичним керуванням;
- своєчасний планово-профілактичний ремонт;
- контроль параметрів вібрації ручних машин не рідше одного разу на 6 місяців;
- змащування та балансування рухомих частин машин.

Сучасне місце в системі охорони праці займають:

- поглинання вібрацій;

- гасіння коливань;
- віброізоляція;
- вібраційне гасіння

Вібропоглинання і віброгасіння віброконструкцій досягається збільшенням втрат енергії в коливальних системах. Як віброгасителі використовують матеріали, що мають високе внутрішнє тертя (магнітні сплави, пластмаси, мастики, пінопласти, гуму, пластмаси та ін.).

На вібруючих конструкціях шар пружно-в'язких матеріалів збільшує внутрішнє тертя в коливальній системі. Товщина мастичного покриття не повинна перевищувати товщину вібруючих деталей конструкції в 2-3 рази.

Віброізоляція є єдиним засобом зменшення вібрації, яка передається на руки від ручних електроінструментів. Для цього в коливальну систему вводиться пружний елемент, коефіцієнт пористості якого зменшується при збільшенні сили тиску.

Пружні елементи віброізоляторів і амортизаторів можуть бути резинометалевими, гумовими, пружинними або прокладками з ребристої і перфорованої гуми та ін. Їх характеристики визначаються розрахунками.

Для пружинного амортизатора найчастіше вибирають круглі пружини. Вони кращі за гумові. Вони призначені для ізоляції як низьких, так і високих частот. Вони довше зберігають свої еластичні властивості, стійкі до масел і високих температур. Пружинні амортизатори використовуються для віброізоляції насосів, електродвигунів і двигунів внутрішнього згоряння.

Для зменшення вібрації, що передається на робочі місця, використовуються спеціальні амортизаційні сидіння з пасивною пружинною ізоляцією та гумовим або іншим віброгасильним покриттям.

Основним заходом віброгасіння загальної вібрації від потужних машин і агрегатів є розрахунок віброізоляції систем і фундаментів.

Вібраційне гасіння за принципом дії поділяється на ударне та динамічне. Динамічне гасіння коливань досягається установкою агрегатів на самостійних фундаментах або масивних плитах. Фундамент підбирається



відповідно до ваги агрегату; розраховується так, щоб амплітуда коливань основи фундаменту не перевищувала 0,1 - 0,2 мм, а для особливо відповідальних випадків - 0,005 мм. Для запобігання передачі коливань на ґрунт навколо фундаменту створюють зазори – так звані акустичні шви без заповнення або з заповнювачем.

Важливим профілактичним заходом є правильна організація режиму праці людей вібронебезпечних професій. Загальний час контакту з вібраційним обладнанням не повинен перевищувати 2/3 робочого дня, а тривалість безперервної вібрації - 15-20 хв.

З лікувально-профілактичною метою рекомендується передбачати дві регламентовані перерви для виробничої гімнастики та водолікувальних процедур.

До роботи з вібраційними машинами і механізмами допускаються працівники, які досягли 18 років, пройшли попередній медичний огляд і під час роботи повинні проходити періодичні огляди не рідше одного разу на рік.

Індивідуальний захист від вітру включає вібропоглинаючі рукавички та спеціальне взуття. Для захисту тіла використовуються нагрудні пояси та спеціальні костюми з еластичних демпфуючих матеріалів.

### 3.3 Виробнича санітарія

Установки повинні бути виконані відповідно до вимог проектування промислових установок. Виробничі приміщення повинні бути забезпечені достатнім природним освітленням, водопостачанням і вентиляцією.

Карта умов праці працівників котельні представлена в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Карта умов праці працівників ТЕС

Фактори виробничого середовища і трудового процесу	Нормативне значення	Фактична вартість	III клас: шкідливі та небезпечні умови			Тривалість дії факторів за зміну %
			I ступінь	II ступінь	III ступінь	
Шкідливі хімічні речовини, мг/м <sup>3</sup>						
NO <sub>2</sub>	5	4,7	-	-	-	100
CO	20	14	-	-	-	100
SO <sub>2</sub>	10	9	-	-	-	100
SO <sub>3</sub>	1	0,6	-	-	-	100
температура повітря, оС	17-22	20-22	-	-	-	100
Відносна вологість, %	≤75	65-70	-	-	-	100

Виробничі приміщення слід розташовувати в залежності від технологічного процесу і шкідливих виробничих факторів на даному підприємстві.

Приміщення, в яких виробничі процеси пов'язані з виділенням шкідливих газів, пари, пилу та інших негативних виробничих факторів, розташовують по відношенню до інших будинків і населених пунктів з підвітряного боку за переважаючим напрямком вітру; територія повинна бути озеленена.

Території підприємств повинні бути обладнані водопроводом і каналізацією, мати асфальтоване або інше тверде покриття проїздів і доріжок, знаки безпеки руху.

Виробничі приміщення проектується і будуються з розрахунком, щоб на одного працюючого припадало не менше 15 м<sup>3</sup> об'єму приміщення або 4,5 м<sup>2</sup> площі при висоті не менше 3,2 м.

Стіни і стеля повинні мати низьку теплопровідність і не затримувати пилю, підлога повинна бути теплою, еластичною, гладкою і неслизькою.

Санпункти для надання першої медичної допомоги потерпілим на виробництві та хворим, а також для проведення лікувальної та санітарно-профілактичної роботи.

У разі необхідності допоміжних приміщень їх слід розташовувати в прибудовах виробничих будівель або в окремих будинках, приєднаних до виробничих опалювальних переходів.

Метеорологічні умови в робочій зоні виробничих приміщень з категорією робіт Пб (До Пб категорії належать роботи, що виконуються стоячи, пов'язані з ходьбою, переміщенням невеликих (до 10 кг) вантажів і супроводжуються помірним фізичним навантаженням.) приймаються такі [5] і перераховані в таблиці 3.2

Видалення повітря передбачається через дефлектори, розташовані в стелі котельні. Потік повітря здійснюється в нижню зону приміщення через віконні прорізи. Взимку повітрообмін здійснюється за допомогою нагнітачних вентиляторів, які відбирають повітря з котельні за допомогою повітрозабірних пристроїв, розташованих під стелею.

Для систем опалення в якості теплоносія зазвичай повинна використовуватися вода.

Для опалення котельні в нашому випадку є:

- в машиністській та операторській – чавунна батарея на 6 секцій;
- у механізаторській 3 чавунні батареї по 8 секцій кожна;
- в господарській кімнаті – чавунна батарея на 7 секцій.

Інша частина приміщення не опалюється, тому що температура не опускається нижче 13-15°C.

Таблиця 3.2 – Допустимі метеорологічні умови

Фактори	На періоди		Для теплого періоду
	холодний	перехідний	
Допустима температура, °С	+17	+19	+20 – +22
Відносна вологість, %	≤75		≤75
Швидкість повітря, м/с	0,4		0,2
Температура повітря поза постійними робочими місцями, °С	+13	+26	-

Метеорологічні умови виробничих приміщень визначаються набором параметрів - температура ( $t$ , °С), відносна вологість ( $\phi\%$ ), швидкість повітря ( $V$ , м/с), атмосферний тиск ( $P$ , мм рт. ст.), інтенсивність теплового випромінювання ( $E$ , Вт/м<sup>2</sup>). Сукупність цих величин, характерних для конкретних умов виробництва, називається мікрокліматом.

Заходи і засоби захисту працюючих при неприпустимих параметрах мікроклімату поділяються на організаційні, колективні та індивідуальні.

Організаційні заходи включають автоматизацію, дистанційне керування технологічними процесами, реабілітаційні кабінети, чергування часу праці та відпочинку.

Як засоби колективного технічного захисту використовуються екрани на принципах відбиття, поглинання, тепловідведення, повітряні та водяні душові завіси. До засобів індивідуального захисту відноситься захисний одяг.

Створюючи оптимальні умови для роботи зорового аналізатора, необхідно враховувати, що ефективність залежить не тільки від освітленості, а й від таких важливих функцій ока, як контрольна чутливість, гострота зору, швидкість розрізнення деталей і стійкість. чітке бачення.

Швидкість зорового сприйняття зростає зі збільшенням освітленості. Швидко росте при освітленні 70 - 75 лк. Повільніше - з освітленням 1000 - 1200 лк. і більше. Око деякий час зберігає чітке сприйняття предмета.

Стійкість ясного зору залежить від характеру виконуваної роботи, умов виробничого середовища, зокрема від тривалості освітлення (у міру поліпшення освітлення тривалість ясного зору різко збільшується).

Існуючі норми штучного освітлення виробничих приміщень передбачають різні рівні освітлення для різної точності роботи.

Стандарти встановлюють мінімально допустимі значення освітленості, що забезпечують успішне виконання зорової роботи різного характеру і складності. Освітлення виробничих приміщень тільки штучним світлом допускається лише як виняток. Необхідно враховувати, що природне світло стимулює життєдіяльність організму людини. Це створить відчуття прямого зв'язку із зовнішнім середовищем, забезпечить рівномірне освітлення приміщення.

Створення сприятливих умов праці та її подальше полегшення сприяють, з одного боку, збереженню здоров'я працівників, підвищенню їхньої трудової кваліфікації, а з іншого - підвищенню ефективності та продуктивності праці, зниженню плинності кадрів і підвищенню дисципліни на виробництві.

### 3.4 Електробезпека

В котельні використовується однофазна мережа зовнішнього та внутрішнього освітлення напругою ~220В, а також трифазна ~380В для живлення агрегатів.

Під час технічної експлуатації електроустаткування на промислових підприємствах електротравми можуть виникнути з таких причин:

- безпосереднього дотику до струмоведучих частин електроустановок, що працюють під напругою. Це може статися внаслідок несправності

огороджувальних пристроїв електроустановок, помилкових дій персоналу при виконанні робіт поблизу або безпосередньо на струмопровідних елементах, що знаходяться під напругою, а також появи напруги (внаслідок помилкової подачі) у раніше вимкнених. електроустановки та ділянки мережі;

- важкі та смертельні нещасні випадки (понад 200), проаналізовані показали, що випадковий дотик, не викликаний виробничою потребою та помилковою подачею напруги, під час ремонту та огляду електроустановок становить близько 53% усіх електротравм;

- торкання металевих конструкцій частин електроустановок, які не повинні перебувати під напругою, але можлива поява напруги на корпусах, кожухах і огорожуючих пристроях внаслідок електричного пробоя або старіння ізоляції електроустановок, а також при замиканні оголених проводів через до розриву і падіння частини конструкції на електроустановки і при відсутності захисного заземлення ці причини становлять близько 22% всіх травм;

- торкатися інструментами та предметами з низьким опором ізоляції, струмопровідних частин, а також неметалевих частин електроустановок, які перебувають під напругою внаслідок заводських дефектів конструкції, монтажу та виготовлення.

- доторкання до стін, підлоги, будівельних конструкцій, які перебувають під кроковою напругою. Крокова напруга виникає при поширенні електричного струму від трубопроводів, будівельних конструкцій, рейкових колій, до яких пройшов електричний струм внаслідок падіння проводів або псування ізоляції. Такі причини становлять 2-3%;

- дія дуги під час роботи з відмикаючими пристроями та інші причини. Вони складають близько 6%.

Огляд електротравматизму показав, що причиною електротравматизму внаслідок помилкової подачі напруги в електроустановки під час їх ремонту та огляду є незадовільна організація ремонтних робіт та недостатнє знання працівниками правил техніки безпеки.

Дуже великий відсоток електротравм внаслідок випадкового дотику, не викликаного виробничою необхідністю (до 30%) і малий відсоток через дотик під час роботи (до 2%) дозволяє зробити висновок про те, що працівники, не задіяні в експлуатації електроустановок установки не знають, яку небезпеку становить електрообладнання. струм для людини.

Ураження електричним струмом є небезпечним фактором, що впливає на весь організм. Проте всі електротравми умовно поділяють на два основних види: місцеві електротравми, коли виникають місцеві ушкодження тіла, електроопіки, електричні ознаки, металізація шкіри; загальні електротравми, коли уражається весь організм людини внаслідок порушення нервової системи, нормальної діяльності життєво важливих органів і систем - ураження електричним струмом.

Сила електричного струму, що протікає через людину, є основним фактором, який визначає результат ураження електричним струмом. Величина напруги, під якою знаходиться людина, і опір її тіла впливають на результат ураження людини лише в тій мірі, в якій напруга і опір людини визначають величину електричного струму, що протікає через неї.

Якщо сила електричного струму збільшується, то зростає і ризик травмування людини. Існує кілька станів людини, які виникають при певних поточних значеннях.

Чуттєвий струм - це електричний струм силою від 0,6 до 1,5 мА, який при проходженні через тіло викликає помітне роздратування.

Невідпускаючий струм - це електричний струм, який, проходячи через людину, викликає непереборні судомні скорочення м'язів руки, в якій затиснута струмопровідна частина. При силі струму 3-5 мА (50 Гц) подразнюється вся рука, впливаючи на струмопровідні частини; при 8-10 мА біль охоплює всю руку, а при 15 мА судомні м'язів руки стають непоправними, а біль нестерпним. У цьому випадку людина не може розтиснути руку, в якій затиснута струмопровідна частина.

### 3.5 Пожежна безпека

Відповідно до основних правил пожежної безпеки на підприємстві розроблено інструкцію про заходи пожежної безпеки, в якій зазначені заходи пожежної безпеки окремих виробничих приміщень, граничні показники контрольно-вимірювальних приладів, порядок і норми зберігання вибухонебезпечних і легкозаймистих речовин.

Котельня відноситься до категорії Г - пожежобезпечна, так як у виробництві використовуються газоподібні речовини. За кожним інструктажем закріплюється відповідальна особа за кількістю інженерно-технічних працівників.

Є пожежна частина для гасіння пожеж; всі виробничі цехи та приміщення обладнані пожежною сигналізацією. Основними первинними засобами пожежогасіння є:

- вогнегасники хімічні пінні ОХП-10;
- вогнегасники пінні ОВП-10;
- вогнегасники вуглекислотні ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, ОУ-20;
- порошкові вогнегасники ОПС-6, ОПС-10;
- ящики з піском;
- пожежні щити з інвентарем;
- протипожежні водопроводи.

З метою запобігання виникненню пожеж та створення безпечних умов праці на підприємстві проводились такі заходи:

- встановлено достатні проміжки між будівлями, спорудами, складами, забороняється зберігання легкозаймистих матеріалів у проміжках між будівлями;

- забезпечено умови для організації евакуації з приміщень у разі виникнення пожежі;

- у виробництво впроваджено автоматичну систему контролю та сигналізації про виникнення небезпечних факторів.



### 3.6 Інструменти індивідуальний захист

Робочі спецодяг і халати, головні убори і чисте взуття повинні бути видані як персоналу, так і всім відвідувачам, які входять на територію ферми або інкубатора.

Для дезінфекції взуття обов'язково повинна бути ванночка для ніг; Використовуваний в ній дезінфікуючий розчин регулярно змінюється. Миття рук дезінфікуючим розчином або водою з милом має бути обов'язковим.

Персонал і відвідувачі не повинні мати прямого чи непрямого контакту з іншими птахами чи продуктами птахівництва.

Комплект ЗІЗ - спецодяг, захисне взуття, рукавиці, захисні окуляри, респіратори підбираються індивідуально і закріплюються за кожним працівником на весь період роботи. Засоби індивідуального захисту необхідно зберігати в індивідуальних шафах у спеціально відведених сухих, чистих, добре провітрюваних приміщеннях. Забороняється зберігати ЗІЗ, брати їх додому та використовувати після роботи.

### 3.7 Розрахунок небезпеки ураження персоналу електричним струмом

При розрахунку струмів пошкодження  $I_h$  необхідно знати опір в ланцюзі людини  $R_h$ , що визначається за формулою

$$P_{ч} = P_{тіло} + P_{взуття} + P_{причини...},$$

де  $R$  тіла - опір тіла людини, при дотику напруга  $U_{пр} 50В$  приймається рівним 1 кОм;

$R_{base}$  - опір основи (підлоги) відповідно до матеріалу і вологості 1,5 кОм;

$R$  взуття - стійкість взуття, залежить від матеріалу підошви, вологості

та прикладеної напруги. За цими даними він становить 0,7 кОм.

Таким чином:

$$R_h = 1 + 1,5 + 0,7 = 3,2 (\text{кОм})$$

Розраховуємо струм пошкодження в 3-фазному ланцюзі з глухозаземленою нейтраллю при нормальній роботі системи. Струм пошкодження  $I_h$ , який проходить через тіло людини при дотику до фазного проводу, визначається за формулою

$$I_h = \frac{U_\phi}{R_h + r_0} ,$$

де  $r_0 = 4 \text{ Ом}$  – опір заземлення нейтралі;

$U_{пр} = U_{ph} = 220 \text{ V}$  - напруга дотику (дорівнює напрузі фази);

Оскільки  $r_0 \ll R_h$ , формула набуває такого вигляду:

$$I_h = \frac{U_\phi}{R_h} = \frac{220}{3,2 \cdot 10^3} = 0,069 \text{ A} = 69 \text{ mA} .$$

Гранично допустимі значення  $U_{пр}$  і  $I_h$  при нормальній роботі електроустановки наступні:  $U_{пр} = 2 \text{ В}$ ,  $I_h = 0,3 \text{ мА}$ . Порівнюючи розрахункові та табличні значення, приходимо до висновку, що розрахункові значення становлять велику небезпеку для людини. Тому при нормальній роботі електроустановки необхідно забезпечити захист працюючого персоналу від ураження електричним струмом.

Розрахуємо струм пошкодження  $I_h$ , що проходить через людину при дотику до фазного проводу під час аварійної роботи проектованої системи, за

формулою

$$I_h = U \cdot \phi \cdot \frac{r_{зам} + \sqrt{3 \cdot r_0}}{r_{зам} \cdot r_0 + R_h (r_{зам} + r_0)},$$

де  $r_{closed} = 30$  Ом – опір замикання на землю.

Підставивши кінцеві значення, отримаємо наступне значення

$$I_h = 220 \cdot \frac{30 + \sqrt{3 \cdot 4}}{30 \cdot 4 + 3,2 \cdot 10^3 \cdot (30 + 4)} = 0,068 A = 68 mA.$$

Звідси ми знаходимо напругу дотику за формулою

$$U_{np} = I_h \cdot R_h = 0,068 \cdot 3,2 \cdot 10^3 = 217,6 V.$$

Значення гранично допустимих значень  $U_{np}$  і  $I_h$  при аварійних режимах роботи електроустановки наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Значення гранично допустимих значень  $U_{np}$  і  $I_h$  при аварійних режимах роботи електроустановки

Род і частота струму	Величина	Тривалість дії, с									
		0,01 0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0	більше 1,0
Знімний 50 Гц	$U_{np}$ , В	650	500	250	165	125	100	85	65	50	42
	$I_h$ , мА	650	500	250	165	125	100	85	65	50	6

Порівнюючи отримані та табличні значення, бачимо, що струм силою 4 мА може діяти на людину не більше 0,5 секунди. Однак слід враховувати, що

струм 15 мА не дає, тобто дія великих струмів буде більш тривалим. Це означає, що розрахунковий струм небезпечний для обслуговуючого персоналу, і для захисту людини від дії електричного струму при дотику до струмовідних частин в аварійному режимі необхідно передбачити захист від ураження електричним струмом.

Основні заходи захисту від ураження електричним струмом:

- використання належної теплоізоляції, а в деяких випадках і підвищеної теплоізоляції;
- використання подвійної ізоляції (робочої та додаткової);
- дотримання відповідних відстаней до струмоведучих частин або шляхом закриття чи огороження струмоведучих частин;
- використання пристроїв блокування і захисних пристроїв для запобігання помилковим спрацьовувань і доступу до струмоведучих частин;
- надійне та швидке автоматичне відключення аварійно опинилися під напругою частин електрообладнання та пошкоджених ділянок мережі, включаючи захисне відключення;
- заземлення або заземлення корпусів електрообладнання та елементів електроустановки, які можуть опинитися під напругою внаслідок пошкодження ізоляції;
- вирівнювання потенціалів;
- використання ізолюючих трансформаторів;
- використання попереджувальної сигналізації, знаків і плакатів;
- використання приладів, що знижують напруженість електричних полів;
- використання захисних засобів і пристроїв, у тому числі для захисту від дії електричного поля в електроустановках, напруженість яких перевищує допустимі норми.

З усіх перерахованих способів найбільш ефективним є заземлення або заземлення. Відповідно до вимог заземленню підлягають електроустановки, що живляться від трифазних чотирьохпровідних мереж з глухозаземленою

нейтраллю. Це означає, що як засіб захисту від ураження електричним струмом ми виберемо заземлення.

## ВИСНОВКИ

У дипломному проекті проаналізовано сучасний стан виробництва та споживання електроенергії в Україні та за кордоном. Проаналізовано світову тенденцію поступової відмови від централізованого енергопостачання. Ця тенденція простежується на рівні великих споживачів, які один за одним відмовляються від електроенергії, отриманої з ЄЕС, на користь створення власної малої (розподіленої) генерації. Розподілена енергетика (мала енергетика, мала розподілена енергетика) - концепція розвитку енергетики, яка передбачає будівництво споживачами електричної енергії енергоджерел компактних розмірів або мобільних проектно-розподільних мереж, які виробляють теплову та електричну енергію для власних потреб, а також як направлення надлишків в загальну мережу (електричну або теплову).

Охарактеризовано існуючі показники якості електричної енергії. Проаналізовано вплив ДГ на якість електроенергії та визначено відповідальних за погіршення цих показників. Енергоефективність безпосередньо залежить від якості електроенергії.

Подано опис теплоелектростанції та її основного обладнання. Розрахунок теплової схеми ТЕС проведено для складання парового балансу, який дає можливість визначити необхідну потужність парогенераторів і перевірити доцільність і ефективність прийнятих до монтажу турбоагрегатів. В рамках запланованої реконструкції замість турбіни протитиску пропонується встановити конденсаційну турбіну ПТ-12/15-3,5/1,0 з двома регульованими відборами пари. Обрана конденсаційна турбіна має вищу потужність: 15 МВт проти 12 МВт у базовій. Необхідність заміни турбіни виникла у зв'язку з тим, що підприємство мало надлишкову потужність котла і могло виробляти додаткову електроенергію за рахунок заміни протинапірної турбіни на конденсаційну.

У третьому розділі «Охорона праці і технічна безпека» розглядається характеристика небезпечних і шкідливих виробничих факторів і вживаються

заходи щодо їх усунення, а також розглядаються заходи щодо поліпшення умов праці.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. В.К. Федоров, Е.Н. Леонов, Д.В. Федеров Влияние распределенной генерации на потери и качество электрической энергии. Омский научный вестник №6 (150) 2016 с. 72.
2. Сінчук О.М., Сінчук І.О., Бойко С.М., Караманиць Ф.І., Ялова О.М. Пархоменко Р.О. Відновлювальні джерела електричної енергії в структурах систем електропостачання заліззорудних підприємств (Аналіз, перспективи, проекти): монографія. Кривий Ріг: Видавництво ПП Щербатих О.В., 2017.152 с.
3. Бойко С.М., Некрасов А.В., Борисенко О.М., Бондарець О.А., Онищенко А.О. Аспекти моделі прогнозування електроспоживання підприємств за умови впровадження до системи їх електропостачання розосередженої генерації. Вчені записки ТНУ ім. В.І. Вернадського. Серія: технічні науки, том 29 (68) ч.2 №6 2018 с. 30.
4. А.В. Трачук, А.В. Линдер Технологии распределенной генерации: Эмперические оценки факторов применения // Стратегические решения и риск-менеджмент. №1(106) 2018 с. 33-47.
5. Hansen C. J., Bower J. (2004) An economic evaluation of small-scale distributed electricity generation technologies/Oxford Institute for Energy Studies. Oxford, 2004.
6. 18. Харченко В.Ф. Електропостачання міст і промислових підприємств: Конспект лекцій для студентів 4 - 5 курсів денної і заочної форм навчання напряму підготовки 0906 „Електротехніка” (6.050701 „Електротехніка та електротехнології”) / В.Ф. Харченко; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. - Х.: ХНАМГ, 2011. - 168 с.
7. Стенников В.А., Воропай Н. И. (2014). Централизованная и распределенная генерация - не альтернатива, а интеграция // Известия РАН. Энергетика. № 1. С. 64-73



8. Русанов, А.А. Справочник по пыли – и золоулавливанию [Текст] / А.А. Русанов. – М.: Энергия, 1975. – 296 с.
9. Гордон, Г.М. Контроль пылеулавливающих установок [Текст] / Г.М. Гордон. - М.: Metallurgy, 1973. – 384 с.
10. Муравьев, С.И. Руководство по контролю вредных веществ в воздухе рабочей зоны [Текст] / С.И. Муравьев. – М.: Химия, 1991. – 368 с.
11. Пейсахов, И.Л. Пылеулавливание и очистка газов [Текст] / И.Л. Пейсахов. - М.: Metallurgy, 1978. – 292 с.
12. Ужов, В.Н. Очистка промышленных газов от пыли [Текст] / В.Н. Ужов. – М.: Химия, 1983. – 392 с.
13. Гордон, Г.М. Сборник научных трудов по пылеулавливанию и очистке газов в цветной металлургии №24 [Текст] / Г.М. Гордон. - М.: Metallurgy, 1985. – 137 с.
14. Сборник материалов по пылеулавливанию в цветной металлургии [Текст]. – М.: Metallurgy, 1987. – 472 с.
15. Научные труды государственного научно-исследовательского института цветных металлов №36 под ред. Гордона Г.М [Текст]. - М.: Metallurgy, 1987. – 179 с.
16. Коузов, П.А. Методы определения физико-химических свойств промышленных газов [Текст] / П.А. Коузов. - М.: Химия, 1983. – 143 с.
17. Страус, В.М. Промышленная очистка газов [Текст] / В.М. Страус. - М.: Химия, 1981. – 615 с.
18. Алиев, Г.М. Устройство и обслуживание газоочистных и пылеулавливающих установок [Текст] / Г.М. Алиев. - М.: Metallurgy, 1989. – 279 с.
19. Юдашкин, М.Я. Механическое оборудование установок очистки газов [Текст] / М.Я. Юдашкин. - М.: Metallurgy, 1988. – 375 с.
20. Мягков, Б.И. Очистка промышленных газов фильтрацией [Текст] / Б.И. Мягков. - М.: Химия, 1984. – 320 с.

21. Газоочистные аппараты сухого и мокрого типов. Каталог [Текст]. - М.: Цинтихимнефтемаш, 1984. – 95 с.
22. Каплан, В.Г. Промышленная и санитарная очистка газов [Текст] / В.Г. Каплан. - М.: Metallургия, 1982. – 171 с.
23. Моргулис, М.Л. Рукавные фильтры [Текст] / М.Л. Моргулис. – М.: Машиностроение, 1989. – 256 с.
24. Андоньев, С.М. Пылегазовые выбросы в цветной металлургии [Текст] / С.М. Андоньев. - М.: Metallургия, 1989. – 192 с.
25. Алексеенко, Б.А. Оборудование и эксплуатация пылеулавливающих установок [Текст] / Б.А. Алексеенко. - М.: Metallургия, 1990. – 79 с.
26. Горячев, И.К. Фильтры рукавные – современные тенденции и новые области применения [Текст] / И.К. Горячев. - М.: Цинтихимнефтемаш, 1991. – 45 с.
27. Пирумов, А.И. Обеспыливание газов [Текст] / А.И. Пирумов. - М.: Стройиздат, 1987. – 158 с.
28. Гурвица, А.А. Пылеулавливание в металлургии [Текст] / А.А. Гурвица. - М.: Metallургия, 1988. – 335 с.
29. Розенгарт, Ю.А. Теплоэнергетика металлургических заводов [Текст] / Ю.А. Розенгарт. - М.: Metallургия, 1985. – 305 с.
30. Кропп, Л.И. Очистка технологических и неорганизованных выбросов от пыли в металлургии [Текст] / Л.И. Кропп. - М.: Metallургия, 1989. – 279 с.
31. Шаприцкий, В.И. Защита атмосферы в металлургии [Текст] / В.И. Шаприцкий. - М.: Metallургия, 1987. – 285 с.
32. Преображенский, В.П. Теплотехнические измерения и приборы [Текст] / В.П. Преображенский. – М.: Энергия, 1978. – 704 с.
33. Каненко, Г.М. Исследования некоторых работы труб Вентурри по высокоэффективной очистке газов [Текст] / Г.М. Каненко. - М.: Химия, 1974. – 48 с.

34. Кузнецов, И.Е. Защита атмосферного воздуха от загрязнений [Текст] / И.Е. Кузнецов. – М.: Высшая школа, 1991. – 198 с.
35. Пейсахов, И.Л. Атлас диаграмм и номограмм по пылегазовой технике [Текст] / И.Л. Пейсахов. - М.: Металлургия, 1981. – 185 с.
36. Вальдберг, А.Ю. Подготовка промышленных газов к очистке [Текст] / А.Ю. Вальдберг. - М.: Химия, 1983. – 216 с.
37. Справочник химика [Текст]. - М.: Химия, 1989. – 438 с.
38. Андреев, П.И. Рассеяние в воздухе газов, выбрасываемых промышленными предприятиями [Текст] / П.И. Андреев. - М.: Стройиздат, 1972. – 165 с.
39. Болдырев, Т.Е. Очистка промышленных выбросов в атмосферу [Текст] / Т.Е. Болдырев. - М.: Металлургия, 1985. – 385 с.
40. Аникеев, В.А. Технологические аспекты охраны окружающей среды [Текст] / В.А. Аникеев. - М.: Химия, 1987. – 256 с.
41. Рыбинский, А.Г. Современное аппаратное оформление процессов очистки и охлаждения газов [Текст] / А.Г. Рыбинский. - М.: Энергия, 1995. – 287 с.
42. Белоусов, В.В. Теоретические основы процессов газоочистки [Текст] / В.В. Белоусов. - М.: Металлургия, 1989. – 255 с.
43. Богатых, С.А. Циклонно-пенные аппараты [Текст] / С.А. Богатых. - М.: Металлургия, 1985. – 245 с.
44. Денисов, С.И. Улавливание и утилизация пылей и газов [Текст] / С.И. Денисов. - М.: Металлургия, 1987. – 357 с.
45. Кузнецов, И.Е. Оборудование для санитарной очистки газов [Текст] / И.Е. Кузнецов. - М.: Химия, 1988. – 352 с.
46. Алабовский, А.Н. Газоснабжение и очистка промышленных газов [Текст] / А.Н. Алабовский. - М.: Металлургия, 1984. – 387 с.