

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. Ю.М. ПОТЕБНИ

Електричної інженерії та кіберфізичних систем

(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

другий (магістерський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему «Аналіз шляхів покращення роботи промислових енергетичних установок»

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1412
спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(назва освітньої програми)

Бугай В.М.

(ініціали та прізвище)

Керівник к.т.н., доц. Єрофєєва А.А.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент д.т.н., проф. Артемчук В.В.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2023

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерний навчально-науковий інститут _____
Кафедра Електричної інженерії та кіберфізичних систем _____
Рівень вищої освіти другий (магістерський) рівень _____
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код та назва) _____
Спеціалізація _____
(код та назва) _____
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

д.т.н., доц. В.Л. Коваленко
« _____ » _____ 2023 року

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

Бугай Віталій Миколайович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи «Аналіз шляхів покращення роботи промислових енергетичних установок»

керівник роботи Єрофєєва Аліна Анатоліївна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

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

2 Строк подання студентом роботи 01 грудня 2023 р.

3 Вихідні дані до роботи : час роботи водогрійних котлів за рік – 8760 год;
вироблена котельнею теплова енергія – 4222250 Гкал, номінальна потужність
електроприймачів, споживана об'єктом електрична енергія – 10239 тис.кВт-год,
середня температура навколишнього середовища за розрахунковий період.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Характеристика об'єкта дослідження 2) Розрахунок електричного навантаження. 3) Розрахунок втрат електричної потужності в трансформаторах. 4) Статистичний аналіз роботи котельні. 5) Техніко-економічні показники котельні.

5 Перелік графічного матеріалу 1) Річне споживання електричної енергії в період 2020 – 2022 рр. 2) Питоме споживання електричної енергії котельнею в період 2020 – 2022 рр. 3) Порівняння вироблення тепла та спожитої електричної енергії. 4) Порівняння вироблення тепла та середньомісячної температури. 5)

Питомі витрати електричної енергії. 6) Розрахункова потужність електроспоживачів 7) Максимальна розрахункова потужність 8) Споживачі реактивної потужності. 9) Обладнання, що пропонується до встановлення на котельні. 10) Коефіцієнт завантаження трансформаторів за рік. 11) Втрати у трансформаторах 12) Схема кореляційно-регресійного аналізу.

6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Єрофєєва А.А. к.т.н., доцент	<i>Єрофєєва</i>	<i>Єрофєєва</i>
Розділ 2	Єрофєєва А.А. к.т.н., доцент	<i>Єрофєєва</i>	<i>Єрофєєва</i>
Розділ 3	Єрофєєва А.А. к.т.н., доцент	<i>Єрофєєва</i>	<i>Єрофєєва</i>
Розділ 4	Єрофєєва А.А. к.т.н., доцент	<i>Єрофєєва</i>	<i>Єрофєєва</i>

7 Дата видачі завдання 10.09.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Характеристика об'єкта дослідження	09.10.2023	
2	Аналіз шляхів покращення роботи енергетичних установок	23.10.2023	
3	Статистичний аналіз роботи котельні	13.11.2023	
4	Техніко-економічні показники котельні	20.11.2023	

Студент *Бугай*
(підпис)

Бугай В.М.
(ініціали та прізвище)

Керівник роботи *Єрофєєва*
(підпис)

Єрофєєва А.А.
(ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер *Башлій*
(підпис)

С.В. Башлій
(ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

В.М.Бугай. «Аналіз шляхів покращення роботи промислових енергетичних установок».

Кваліфікаційна випускна робота на здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник А.А.Єрофєєва. Запорізький національний університет. Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2023.

Проведено розрахунок електричних навантажень. Розраховано втрати електричної потужності в силових трансформаторах. Розраховано зниження втрат в силових трансформаторах завдяки застосуванню методу компенсації електричної потужності. Проведено кореляційний аналіз. Знайдене рівняння множинної регресії між виробленням теплової енергії, споживанням електричної енергії та температурою навколишнього середовища. Розглянуто структуру складових вартості теплової енергії. Розраховано річну економію завдяки компенсаційним конденсаторним установкам для компенсації реактивної потужності.

Ключові слова: енергоефективність, котельня, трансформатор, потужність, електрична енергія, конденсаторна установка, кореляційний аналіз.

ABSTRACT

V.M. Bugay. «Analysis of ways to improve the operation of industrial power plants».

Qualifying final work for the degree of master's degree in specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics, supervisor A.A. Erofeeva. Zaporizhzhia National University. Engineering Education and Research Institute named after Yu.M. Potebni. Department of Electrical Engineering and Cyberphysical Systems, 2023.

The calculation of electrical loads is carried out. Electric power losses in power transformers are calculated. The reduction of losses in power transformers due

to the application of the method of electric power compensation is calculated. A correlation analysis was carried out. The equation of multiple regression between heat production, electricity consumption, and ambient temperature was found. The structure of the components of the cost of thermal energy is considered. The annual savings due to compensating capacitor installations for reactive power compensation are calculated.

Keywords: energy efficiency, boiler house, transformer, power, electricity, capacitor installation, correlation analysis.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ.....	9
1.1. Призначення котельні.....	9
1.2. Основне обладнання	16
1.3. Допоміжне обладнання.....	20
2. АНАЛІЗ ШЛЯХІВ ПОКРАЩЕННЯ РОБОТИ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК	23
2.1. Аналіз роботи котельні.....	23
2.2. Розрахунок електричного навантаження.....	31
2.3. Компенсація реактивної потужності.....	42
2.4. Розрахунок втрат електричної потужності в трансформаторах.....	47
3. СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ РОБОТИ КОТЕЛЬНІ.....	55
3.1. Кореляційний аналіз енергетичних показників	55
3.2. Визначення функціональної залежності між енергетичними показниками	59
4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ КОТЕЛЬНІ.....	62
4.1. Структура складових вартості теплової енергії.....	62
4.2. Зниження втрат.....	64
ВИСНОВКИ.....	68
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	70

ВСТУП

Актуальність роботи. Одним з найбільш ефективних напрямків науково-технічного прогресу і засобом активізації структурної перебудови економіки, чинником довготривалої дії є збереження електроенергії. Воно сприяє прискоренню темпів зростання виробництва, зниження цін на промислову продукцію, досягнення високих кінцевих господарських результатів, вирішення соціальних і екологічних завдань

Мета роботи - аналіз шляхів покращення роботи промислових енергетичних установок.

Задачі дослідження. Для досягнення зазначеної мети дослідження в магістерській роботі вирішуються такі задачі:

- проведений аналіз роботи підприємства;
- розраховано електричне навантаження енергетичних установок підприємства;
- обрано та розраховано захід зі зменшення втрат електричної енергії в силових трансформаторах на підприємстві;
- проведений кореляційний аналіз енергетичних показників роботи підприємства;
- визначено функціональну залежність між енергетичними показниками підприємства;
- визначена структура складових вартості теплової енергії.

Об'єкт дослідження – енергетичні установки котельні

Предмет дослідження – поліпшення енергоефективності установок котельні.

Енергозбереження - це комплексна багатоцільова і довготривала проблема. Вона повинна вирішуватися такими методами, щоб зацікавити в зниженні раціонального витрачання ПЕР у кожного виробника та споживача палива та енергії. Економічний інтерес, який базується на взаємовигідності в ринкових умовах, - головна вимога, що лежить в основі вирішення цієї

проблеми. Вивчення показує, що в заводській практиці енергозбереження може виявлятися в найрізноманітніших формах, що залежать від галузевої приналежності підприємств, від рівня внутрішньозаводського поділу праці, типу виробництва, рівня механізації та автоматизації виробничих процесів.

Розв'язання означеної проблеми пов'язано з необхідністю серйозної теоретичної проробки. Це особливо важливо при зростаючій значимості збереження електроенергії в умовах невизначеності і ризику підприємницького середовища.

Аналізуючи публікації і зіставляючи дослідні погляди з практикою, слід визнати, що, незважаючи на певний досвід, накопичений до теперішнього часу в цій галузі, проблема політики проведення збереження електроенергії промислових підприємств досліджувалася не достатньо, досвід таких підприємств практично не узагальнений не тільки у вітчизняній, але і в зарубіжній науковій літературі, а також не визначено принципи формування політики збереження електроенергії підприємствами і основні напрями підвищення ефективності цієї роботи.

Наявність вищевикладених проблем викликало потребу в пошуку і розробці принципово нових наукових положень, спрямованих на підвищення ефективності енергоспоживання на підприємстві.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Призначення котельні

Котельні агрегати, як енергетичні установки, широко застосовуються для різних технологічних процесів, теплопостачання, систем опалення та гарячого водопостачання житлових, громадських і промислових будівель і споруд, об'єктів промислового і сільськогосподарського будівництва, підприємств громадського харчування, технологічних споживачів теплоти в лазнях, пральнях, на будівельних майданчиках.

Як паливо для котельних установок використовуються вугілля, торф, деревні відходи, газ і мазут. Газ і мазут - ефективні джерела теплової енергії. При їх застосуванні спрощуються конструкція і компоновка котельних установок, що підвищує економічність, скорочуючи витрати на експлуатацію.

Збільшується випуск і поліпшуються конструкції котлоагрегатів, підвищується надійність і економічність котельного обладнання, знижується металоємність на одиницю потужності, скорочуються терміни будівельно-монтажних робіт і витрати на них.

Потрібно відзначити, що будь-яка котельня має особливий спосіб установки і постачає особливу категорію споживачів. Всі споживачі поділяються на 3 категорії. До першої відносяться споживачі, які не можуть бути відключені від поставок, за винятком аварійних ситуацій, які не можуть бути запобіжні. До другої категорії відносяться споживачі, які можуть бути відключені від постачання необхідних речовин на термін, що не перевищує 54 годин. До таких споживачів відносяться деякі виробничі будівлі, житлові приміщення. Також існує і третя категорія. Як одержувачі вони не реєструються. Це означає те, що вони в будь-який момент можуть бути відключені від постачання на невизначений термін. До даної категорії найчастіше відносять більшу частину житлових приміщень та ін. Ці споживачі

пізніше всіх інших підключаються до загального «поток». Котельні можуть бути найрізноманітнішими. Вони можуть обслуговувати різні категорії споживачів, а, отже, по-різному устанавлюються і мають різноманітну будову. Так одні установи мають вбудовані установи. Вбудована система зазвичай розташовується всередині будівлі. Такі установи набагато якісніше і швидше постачають перероблені речовини в точку призначення.

Також дуже часто можна зустріти прибудовані системи, які не входять до самого корпусу будівлі, а знаходяться зовні. Такі установи часто мають високу потужність з високою швидкістю передачі. До таких систем відносяться виробничі споруди, які не можуть бути від'єднані від «поток» навіть на невеликий проміжок часу. Треба сказати про модульні установи. На відміну від всіх вищезазначених вони розташовуються незалежно від положення споживчого об'єкта. Такі системи вважаються найбезпечнішими і дуже часто устанавлюються для найрізноманітніших видів будівель, споруд. Існують пересувні установи. Це найзручніший вид систем. Вони можуть переміщатися на великі відстані, при цьому забезпечуючи доступ будівель під час аварійних ситуацій, які довгий час не можуть бути припинені.

Котельна установка є комплексом пристроїв, призначених для перетворення хімічної енергії палива в теплову енергію гарячої води або пару необхідних параметрів.

Залежно від призначення розрізняють наступні типи котельних установок:

- енергетичні, що виробляють пар для паротурбогенераторів;
- виробничо-опалювальні, що виробляють пар та нагрівають воду для задоволення технологічних потреб виробництва, опалення, вентиляції та гарячого водопостачання;
- опалювальні, що виробляють тепло для опалення, вентиляції та гарячого водопостачання житлових та громадських будівель, а також для промислових та комунальних підприємств;

- змішаного призначення, що виробляють пар для постачання одночасно парових двигунів, технологічних потреб, опалювально-вентиляційних установок та гарячого водопостачання.

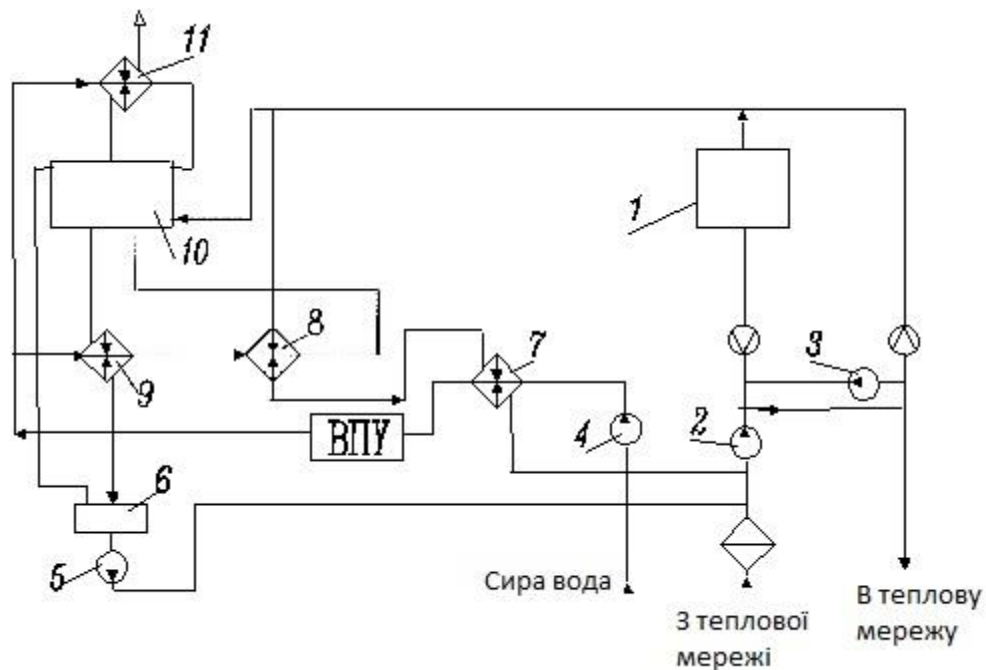
Котельні установки з огляду на вид вироблюваного теплоносія поділяють на три основні класи: парові котельні установки для виробництва водяної пари, водогрійні котельні установки для отримання гарячої води та змішані котельні установки, обладнані паровими та водогрійними котлами, використовуваними для отримання пари і гарячої води одночасно або поперемінно.

На рисунку 1.1 зображена принципова схема опалювальної котельні з водогрійними котлами, працююча на закриту систему теплопостачання.

Вода з зворотної лінії теплових мереж з невеликим напором надходить до мережевих насосів 2. Туди ж від підживлюючих насосів 5 підводиться вода, що компенсує витоку теплоносіїв в теплових мережах. До насосів подається і гаряча мережева вода, теплота якої частково використана в теплообмінниках для підігріву хімічно очищеної 8 та сирієї води 7.

Для забезпечення температури води перед котлами, заданої за умовами попередження корозії, в трубопровід за мережевим насосом 2 подають необхідну кількість гарячої води, що вийшла з водогрійних котлів 1. Лінію, по якій подають гарячу воду, називають рециркуляційною. Вода подається рециркуляційним насосом 3, що перекачує нагріту воду. При всіх режимах роботи теплової мережі, крім максимального зимового, частина води з зворотної лінії після мережних насосів 2, минаючи котли, подається в кількості $G_{пер}$ по лінії перепуску в подаючу магістраль. Тут зворотна вода, змішуючись з гарячою водою з котлів, забезпечує задану розрахункову температуру гарячої води подаючу 5 магістралі теплових мереж. Додаваема в труби хімічно очищена вода підігрівається в теплообмінниках 8, 9, 11 і звільняється від розчинених газів в деаераторі 10. Для підживлення теплових мереж з бака 6 підживлюючий насос 5 подає воду в зворотню лінію теплотраси. Недоліком

закритих систем є деяке подорожчання обладнання абонентських вузлів гарячого водопостачання.



1 - котел водогрійний; 2 - насос мережної води; 3 - насос рециркуляційний; 4 - насос сирі води; 5 - насос підживлювальної води; 6 - бак підживлювальної води; 7 - підігрівач сирі води; 8 - підігрівач хімічно очищеної води; 9 - охолоджувач підживлювальної води; 10 - деаератор; 11- охолоджувач випару

Рисунок 1.1 – Принципова тепла схема котельної установки

Котельня, розташована за адресою м.Запоріжжя, вул. Задніпровська 7, призначена для вироблення теплової енергії, що використовується на потреби опалювання і гарячого водопостачання споживачів Хортицького району м. Запоріжжя: житлових, промислових, громадських будівель і споруд, госпрозрахункових організацій.

Будівля котельної має два котельні зали і вузол гарячого водопостачання. У першому котельному залі встановлені два котли типу КВ-ГМ-35-150М і один котел типу КВ-ГМ-30-150М сумарною тепловою потужністю 105

Гкал/год. В другому котельному залі встановлені два котли типу КВ-ГМ-100 сумарною тепловою потужністю 200 Гкал/год.

Загальна теплова потужність котельної складає 305 Гкал/г.

Котельня працює на природному газу (можливе застосування мазуту).

Для горіння палива потрібне повітря. Забір повітря на горіння здійснюється з вулиці і безпосередньо з котельного приміщення.

Тяга димових газів здійснюється димососами, встановленими окремо для кожного котла.

Водопостачання котельної здійснюється з міського водопроводу.

Мережа теплопостачання 4-х трубна, така, що складається з подаючого і зворотного трубопроводів системи опалювання, подаючого і зворотного (циркуляційного) трубопроводів системи гарячого водопостачання.

Система опалювання закритого типу, приєднання абонентів здійснюється за залежною схемою з елеваторними вузлами змішення.

Система гарячого водопостачання (ГВП) централізована відкритого типу. Циркуляційний трубопровід забезпечує постійну циркуляцію гарячої води в системі ГВП.

Хортицький район міста розділений на 18 мікрорайонів. Мережі теплопостачання підрозділені на магістральні і внутрішньоквартальні по мікрорайонах. Прокладення трубопроводів в основному прийняте в прохідних і напівпрохідних каналах, за винятком невеликих ділянок трубопроводів, прокладених в непрохідних каналах мікрорайонів № 7,8,9.

Розрахункова температура теплоносія в подаючому трубопроводі системи опалювання 100 °С, в зворотному трубопроводі 58 °С. Регулювання відпуску тепла здійснюється централізовано від котельні по якісно-кількісному температурному графіку залежно від температури зовнішнього повітря.

Тиск теплоносія в подаючому трубопроводі системи опалювання дорівнює $7,8 \pm 0,5$ кгс/см², в зворотному - $4,0 \pm 0,2$ кгс/см².

Теплоносієм в системі котельної є перегріта котельна вода зі встановленими параметрами: температурою $150\text{ }^{\circ}\text{C}/70\text{ }^{\circ}\text{C}$, тиском в подаючому трубопроводі $7,8 \pm 0,5\text{ кгс/см}^2$, в зворотному - $4,0 \pm 0,2\text{ кгс/см}^2$.

Для підтримки постійного тиску теплоносія в системі опалювання і заповнення витоків застосовується підігріта до $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ зм'якшена деаерована вода вузла ХВО (хімічної водоочистки). Вузол ХВО розташований в котельному залі №1. Підігрів води здійснюється у водо-водяних протитечійних підігрівачах. Хімічне очищення води здійснюється в Na - катіонитових фільтрах методом іонного обміну. Як іонообмінний матеріал використовується катіоніт марки С-100 (виробництва Концерну «PUROLITE», Англія) і марки К-100 (виробництва Концерну «AQUALITE», Китай). Видалення з підживлюючої води корозійно-активних і інертних газів відбувається за допомогою вакуумної деаерації. Для створення резервного об'єму на території підприємства встановлений бак підживлюючої води місткістю 75 м^3 .

В якості початкової води котельня використовує питну воду КП«Водоканал». Холодна вода в котельню подається по міському водопроводу діаметром 400 мм з тиском до $4,5\text{ кгс/см}^2$ від насосної станції «Хортицька».

Приготування і відпуск води, що поступає на гаряче водопостачання, здійснюється централізовано безпосередньо від котельні. Підігрів води міського водопроводу до температури ($58\dots 62$) $^{\circ}\text{C}$ здійснюється у водо-водяних протитечійних підігрівачах. Для глибокого видалення корозійно-агресивних газів використовується вакуумна деаерація. Для покриття пікових витрат гарячої води на території підприємства встановлені три бак-акумулятори місткістю по 3000 м^3 . Вода гарячого водопостачання подається споживачам з тиском до $6,0\text{ кгс/см}^2$

В якості палива в котельні використовується природний газ. Подання газу здійснюється з мережі міського газопроводу високого тиску до $6,0\text{ кгс/см}^2$

ГРП складається з трьох паралельних ліній редукування з технологічним устаткуванням на кожній. Подання газу до котлів КВ-ГМ-35-150М і КВ-ГМ-30-

150М (котельного залу №1) здійснюється по лівій нитці. Подання газу до котлів КВ-ГМ-100 (котельного залу №2) здійснюється по середній і правій ниткам.

Подання газу від ГРП до будівлі котельної здійснюється по газопроводах надземного прокладення: діаметром 377 мм (до котельного залу №1) та діаметром 530 мм (до котельного залу №2).

Електропостачання котельної здійснюється від підстанції «Супутник» об'єднання «Запорізькі високовольтні електричні мережі» напругою 10 кВ по двох фідерах $\Phi - 45$ (введення №1) і $\Phi - 22$ (введення №2).

Для зниження ввідної напруги 10 кВ до величини робочої напруги 6000 В і 380 В на території підприємства встановлені сім силових трансформаторів потужністю: 2500 кВ А – 2 од., 1000 кВ А – 2 од. і 1000 кВ А – 3 од.(резервні).

Для живлення низьковольтного електроукомплектування котельного залу №1 є розподільна установка (РУ) – 0,4 кВ №1, напруга в РУ подається від двох трансформаторів Т-1 і Т-2 потужністю по 1000 кВ А. В РУ – 0,4 кВ №1 є дві секції шин.

Живлення низьковольтного електроукомплектування котельного залу №2 здійснюється від РУ – 0,4 кВ № 2, яке живить від РУ – 0,4 кВ № 1.

У РУ – 0,4 кВ №2 є дві секції шин.

Для живлення високовольтного електроукомплектування котельні є РУ – 6 кВ, напруга в РУ подається від двох трансформаторів Т – 6 і Т – 7 потужністю по 2500 кВ А. В РУ – 6 кВ є дві секції шин.

РУ- 6 кВ обладнано схемою автоматичного включення резерву (АВР). При зникненні напруги на одному з введень включається масляний секційний вимикач: введення, на якому зникла напруга, відключається і усе навантаження РУ – 6 кВ перекладається на робоче введення.

Аварійне освітлення котельних залів № 1,2 і вузла ГВС у разі повного знеструмлення здійснюється через щитки аварійного освітлення (ЩАО) від бензоелектричного агрегату АБ –8Т, встановленого в приміщенні бойлерної, потужністю 8 кВт з напругою 220 В.

1.2 Основне обладнання

До основного обладнання відносяться котли (водогрійні, парові тощо).
Типовий водогрійний показано на рисунку 1.2.

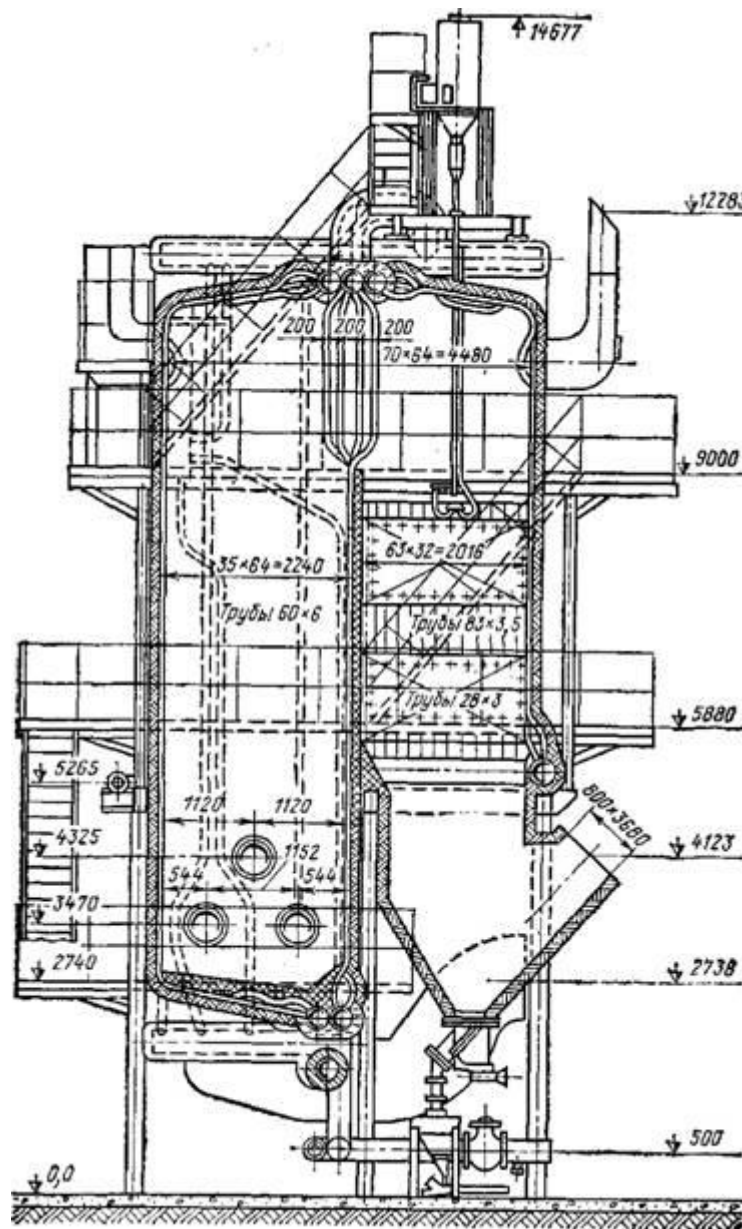


Рисунок 1.2 Водогрійний котел

Водогрійні котли виконуються сталевими гладкотрубними горизонтальної компоновки. Котел є цілісним блоком що складається з двох

частин топочної і конвективної. Топочна частина - складається із сталевих панелей: бічних, стельової, фронтової і задньої. У топочній частині котла на топці відбувається процес горіння палива, випромінюване тепло, за допомогою конвективного і радіаційного теплообміну передається панелям і нагріває теплоносій (воду). Для підвищення теплопостачальної здатності топочні панелі виконуються газошільними (між труб уварюється сталева смуга). У топочній частині котла температура гарячих газів залежно від виду палива досягає(1000...1200) °С. На виході з топки температура зменшується до 800 °С.

Після топочної частини котла гарячі гази поступають в конвективний блок що складається з конвективних секцій. Конвективні секції - це панелі із стояків і приварених до них труб. У конвективному блоці температура гарячих газів знижується до (180..200) °С. Для посилення теплопередачі в конвективному блоці котла труби розташовуються в шаховому порядку, і встановлюється перегородка. Гази здійснюють опускний і підйомний рух і виходять вгору котельного блоку.

Облаштування ізоляції водогрійних котлів повинне забезпечувати відсутність присосів зовнішнього повітря в котельний блок і температуру обшивки котла не більше 50 °С. Для цього виконують ізоляцію трубної системи мінеральними плитами ПТЕ і встановлюють декоративну обшивку із сталевих листів, що встановлюється на каркас.

Гідравлічна схема водогрійного котла повинна забезпечувати нагрів теплоносія (води) на 25 °С. Розрахунковий діапазон температури води в котлі 115-90 °С, або 95-70 °С.

Газові та на рідкому паливі водогрійні котли можуть працювати з різними видами облаштувань пальників імпортного і вітчизняного виробництва, для цього на фронтальній плиті виготовляються отвори і кріплення під підібраний пальник.

Усі газові пальники для котлів опалювання можна розділити на наступні категорії:

- дифузійна. При згоранні газу відбувається його змішування з киснем, це процес відбувається безпосередньо під час горіння;
- інжекційна. Перед поданням в топку відбувається збагачення природного газу киснем. Це здійснюється прямо перед початком згорання суміші;
- попереднє повне змішення. Газовий пальник на котел цього типу змішує повітря безпосередньо перед вихідним отвором;
- неповне попереднє змішення;
- газові атмосферні пальники для котлів. Принцип дії схожий на інжекційне устаткування, але відмінність полягає в тому, що збагачення киснем відбувається частково;
- рекуперативна. Схема роботи такого вузла ґрунтована на використанні рекуператора, приладу основним призначенням є підігрівання газу і повітря перед змішенням;
- регенеративна. Практично те ж саме що і вид, описаний перед цим, але нагрів відбувається за допомогою регенератора. Повітря і газ поступають в нього і досягають заданої температури, після чого поступають в топку;
- надувна. Повітря поступає в топку примусово за допомогою вентилятора, після змішування.

Окрім способу подання і варіанту змішення газу і кисню існує розділення по основному призначенню вузла :

- побутові газові пальники для котлів. Мають відносно невелику потужність, витягувану при згоранні, зазвичай використовуються атмосферні прилади, оскільки їх обслуговування найменш проблематичне;
- промислові газові пальники для котлів. Використовують дифузні, вентиляторні, інжекторні і інші види устаткування, що мають високу продуктивність і потужність. З їх допомогою зазвичай обладнують котельні, як для промислових потреб, так і для опалювання великих ділянок житлового сектора.

Як вже було сказано, в котельних установках використовуються різні види палива : тверде, рідке, газове і електрична енергія.

До твердого палива відносяться практично усі відомі людству тверді горючі речовини – вугілля (кам'яний і деревний), деревина (дрова), торф та ін. Зараз тверде паливо випускається промисловим способом, спеціально підготовлене для повнішого і ефективнішого згорання, в пеллетах або брикетах. Якщо доступна можливість своїми силами запасати достатню кількість дров, то експлуатація твердопаливного котла буде практично безкоштовною, але при цьому потребує великих витрат праці і часу. Використання твердого палива не дозволяє автоматизувати процес роботи опалювального котла - закладати чергову порцію доведеться вручну. Крім того, для зберігання достатніх запасів твердого палива потрібні великі площі.

Основними видами рідкого палива є скраплений газ і дизельне паливо. Головна перевага рідкого палива перед твердою - можливість автоматизувати процес роботи опалювального котла. Фактично для роботи котла в автоматичному режимі досить рідко дозаправляти його паливом - і це зручно. Але такі недоліки, як велика витрата палива з розрахунку на обігрів одиниці площі і необхідність виділити велику площу під «паливний склад», рідкому паливу властиві так само як і твердому. Крім того, для зберігання достатніх об'ємів солярки або газоліну потрібно спеціалізовані, герметичні місткості. Незважаючи на досить високу вартість рідкого палива, працюючі на ньому опалювальні котли упевнено займають середні позиції по затребуваності.

Газове паливо по праву вважається одним з найдешевших і економічніших, а газові котли - зручними і комфортними у використанні. Опаленню газом віддає перевагу велика частина населення нашої країни, оскільки експлуатація його максимально проста, а за вартістю витрати на квадратний метр опалюваної площі - це кращий варіант. Газові котли працюють в повністю автоматизованому режимі, вони надійні і практично стовідсотково безпечні, оскільки оснащені датчиками і контроллерами. Але усі ці безперечні переваги можуть бути переважені єдиним істотним недоліком: для можливості

опалювати будинок за допомогою газового котла необхідно, щоб поблизу проходила газова магістраль, і газ був підведений до будинку.

Електрична енергія - найзручніший і одночасно найдорожчий вид палива для опалювальних котлів. Її вартість досить висока. Але високі експлуатаційні витрати - єдиний недолік електричних котлів. У іншому їх використання - ця зручність, ефективність, безпека, надійність, повна автоматизація і інші численні переваги. Електрика в нашій країні підведена до кожного будинку, тому використати електричний опалювальний котел для обігріву можна всюди, включаючи навіть міські квартири, в яких не підійде жоден інший вид палива.

1.3 Допоміжне обладнання

До допоміжного обладнання відносяться дутьові вентилятори, димососи, живильні, підживлюючі та циркуляційні насоси, водопідготовчі установки, системи паливопередачі, регулятори тиску і витрати. При спалюванні газоподібного палива - газорегуляторний пункт або газорегуляторна установка.

За призначенням насоси котельних підрозділяються на наступні групи:

- група мережевих насосів створює необхідний тиск, забезпечує циркуляцію води через котли і в системі теплопостачання;
- група рециркуляційних насосів призначена для підвищення температури води на вході в котли до 70 °С за рахунок підмішування частини перегрітої води на виході з котлів в трубопровід перед котлами;
- група підживлюючих насосів призначена для заповнення витоків мережної води під час експлуатації з метою підтримки необхідного тиску в зворотному трубопроводі, звільнення системи, що виключає;
- група насосів робочої рідини призначена для подачі робочої рідини на ежектори деаераційно-вакуумних установок вузлів ГВП і ХВО;

- група насосів холодної води призначена для подачі сирі води в котельню при недостатньому тиску в системі міського водопроводу;
- група насосів гарячої води призначена для подачі води в систему гарячого водопостачання з необхідним тиском;
- група насосів розчину солі призначена для перекачування сольового розчину в ямах мокрого зберігання солі, для подання міцного сольового розчину у бак-мірник, для подачі сольового розчину на Na-катіонітові фільтри при регенерації;
- насос розпушування фільтрів призначений для подачі підсоленої води при розпушуванні Na- катіонітових фільтрів.

Тягодуйні установки призначені для безперервного підведення в топку котла повітря, необхідного для нормального горіння палива і відведення продуктів згорання в димар.

Тягодуйні облаштування котельної включають: димар, димосос, дуйний вентилятор. Подання повітря в топку здійснюється дуйними вентиляторамі. Центробіжний дуйний вентилятор складається з равликообразного кожуха з двома патрубками, насадженого на вал відцентрового колеса з робочими лопатками і направляючого апарату. Вал встановлений на двох підшипниках корпусу і сполучений муфтовим зчепленням з валом електродвигуна. Корпус має масляну ванну з покажчиком рівня олії.

При обертанні в центрі робочого колеса створюється розрідження, куди через вхідний патрубок безперервно поступає всмоктуване повітря. Центробіжною силою повітря відкидається від центру до периферії робочих лопаток і тиском, що створюється, нагнітається в патрубок напірного повітропроводу котла.

Димосос служить для видалення з топки котла продуктів згорання газоподібного палива, тому він встановлений між котлоагрегатом і димарем. Принцип роботи і облаштування димососа аналогічно відцентровому вентилятору. Конструктивно димосос відрізняється лише міцнішими лопатками, кожухом і корпусом через роботу в ділянці високих температур.

Тому для охолодження масла, що змащує підшипники, в масляну ванну корпуси встановлюють змійовик, усередині якого циркулює охолоджувальна вода.

На котельних установках також використовуються автоматичні регулятори для регулювання витрати і тиску палива і теплоносія.

2 АНАЛІЗ ШЛЯХІВ ПОКРАЩЕННЯ РОБОТИ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК

2.1 Аналіз роботи котельні

Кінцевим продуктом котельні, який надається споживачам, є теплова енергія. Вона передається теплоносієм до споживача. В даному випадку теплоносієм є вода, яку підприємство купує, а далі її підігріває та передає до споживачів.

Для підігріву теплоносія використовується газ.

Для вироблення тепла необхідно доставити до котельні паливо, а до споживачів теплоносій. Для цього необхідне обладнання, яке споживає електричну енергію.

Після вивчення обладнання, що встановлене на території котельні, та нормативних документів підприємства (зокрема фактичних річних показників) було встановлено:

- однолінійна схема електроприймачів;
- кількість та найменування встановленого обладнання;
- показники цього обладнання;
- кількість виробленої теплової енергії;
- кількість спожитої електричної енергії.

Роботу котельні можна поділити на два режими роботи для більш точних розрахунків. Тому всі дані були поділені на літній (неопалювальний) та зимній (опалювальний) періоди.

Однолінійна схема електроприймачів зображена на рисунку 2.1. На цій схемі видно, що живлення котельної здійснюється від підстанції «Супутник» об'єднання «Запорізькі високовольтні електричні мережі» напругою 10 кВ по двох фідерах Ф – 45 (введення №1) і Ф – 22 (введення №2).

Найменування та потужності електроприймачів котельні вказані в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Електроприймачі котельні

№ з/п	Найменування груп електроприймачів	Кількість п, од	Встановлена потужність ПВ =100 %
1	Димосос	2	400
2	Димосос	3	110
3	Вентилятор	5	75
4	Вентилятор	5	55
5	Мережний насос	4	250
6	Мережний насос	3	630
7	Насос гарячої води	1	160
8	Насос гарячої води	2	320
9	Насос гарячої води	1	250
10	Насос холодної води	1	75
11	Насос холодної води	1	11
12	Підживлюючий насос	3	90
13	Підживлюючий насос	1	40
14	Перекачуючий насос	2	90
15	Перекачуючий насос	2	45
16	Перекачуючий насос	3	13
17	Насос робочої рідини ХВО	3	13
18	Насос робочої рідини ГВП	2	75
19	Насос розчину солі	2	3
20	Насос розчину солі	1	4
21	Насос взривлення солі	1	4
22	Насос блоку водопідготовки	1	7,5
23	Рециркуляційний насос	6	55
24	Рециркуляційний насос	2	40
25	Хімічна лабораторія	1	0,5
26	Освітлення та автоматика	1	17
Всього		59	7063

Споживана об'єктом електрична енергія за розрахунковий 2021 рік за кожен місяць наведена в таблиці 2.2. та таблиці 2.3.

Таблиця 2.2 – Витрата електричної енергії котельнею у опалювальний період

Місяць	Січень	Лютий	Березень	Жовтень	Листопад	Грудень
Витрата електричної енергії, кВт·год	1519153	1325458	1455200	1187437	1267045	1408129

Таблиця 2.3 – Витрата електричної енергії котельнею у неопалювальний період

Місяць	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень
Витрата електричної енергії, кВт·год	483549	305017	300288	343348	310620	334027

Загальну вироблену котельнею теплову енергію можна представити у вигляді формули:

$$Q_{вир} = Q_{кор} + Q_{вл} + Q_{втр} , \quad (2.1)$$

де, $Q_{вир}$ – вироблена теплова енергія, Гкал;

$Q_{кор}$ – корисна теплова енергія, що надається споживачеві, Гкал;

$Q_{вл}$ – теплова енергія на власні потреби, Гкал;

$Q_{втр}$ – втрати теплової енергії, Гкал.

З цього виразу видно, що корисна теплова енергія дорівнює:

$$Q_{кор} = Q_{вир} - (Q_{вл} + Q_{втр}) . \quad (2.2)$$

Загальна вироблена теплова енергія та корисна теплова енергія за розрахунковий 2021 рік за кожен місяць наведені в таблиці 2.4. та таблиці 2.5.

Таблиця 2.4 – Вироблена котельнею тепла енергія у опалювальний період

Місяць	Січень	Лютий	Березень	Жовтень	Листопад	Грудень
Вироблення тепла, Гкал	76008,62	63524,88	67713,47	36507,02	46176,45	75767,63
Корисне вироблення тепла, Гкал	68016,02	56731,59	60279,73	31646,40	40945,57	67844,96

Таблиця 2.5 – Вироблена котельнею тепла енергія у неопалювальний період

Місяць	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень
Вироблення тепла, Гкал	16464,27	7218,77	8071,46	7538,46	7244,64	10014,82
Корисне вироблення тепла, Гкал	13641,44	5478,66	5719,24	5046,31	4603,39	7238,82

Також для визначення повної картини енергетичного стану підприємства необхідно визначити середню температуру за обстежуваний 2021 рік та градусо-дні за кожний місяць. Дані по температурному стану у 2021 році були отримані у Запорізькому обласному центрі з гідрометеорології. Ці дані наведені у додатку А, а також зведені до таблиці 2.6 та таблиці 2.7.

Таблиця 2.6 – Середня температура навколишнього середовища в опалювальний період

Місяць	Січень	Лютий	Березень	Жовтень	Листопад	Грудень
Середня температура, °С	-7	-5	+3	+12	+5	+3
Градусо-дні	465	377	124	30	90	155

Таблиця 2.7 – Середня температура навколишнього середовища в неопалювальний період

Місяць	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень
Середня температура, °С	+13	+18	+24	+25	+27	+20
Градусо-дні	0	0	0	0	0	0

Градусо-дні (ГДОП) визначаються, як добуток між різницею середньодобової температури та мінімальною температурою, при якій вмикається опалення (перехід на опалювальний сезон). За встановленими нормами ця мінімальна температура складає $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$, тому:

$$GDOP = \left[(T_{сер} - T_8) \cdot z_8 \right], \quad (2.3)$$

де, $T_{сер}$ – середня температура навколишнього повітря, $^{\circ}\text{C}$;

T_8 – середня температура періоду з середньою добовою температурою повітря нижче або рівний $8\text{ }^{\circ}\text{C}$, $^{\circ}\text{C}$;

z_8 – тривалість періоду з середньою добовою температурою повітря нижче або рівний $8\text{ }^{\circ}\text{C}$, діб.

Таким чином ГДОП дорівнює:

$$GDOP_{січ} = \left[(-7 - 8) \cdot 31 \right] = 465;$$

$$GDOP_{лют} = \left[(-5 - 8) \cdot 29 \right] = 377;$$

$$GDOP_{бер} = \left[(3 - 8) \cdot 25 \right] = 125;$$

$$GDOP_{жов} = \left[(6 - 8) \cdot 15 \right] = 30;$$

$$GDOP_{лис} = \left[(5 - 8) \cdot 30 \right] = 90;$$

$$GDOP_{гру} = \left[(3 - 8) \cdot 31 \right] = 155.$$

Дивлячись на наведені дані виникає необхідність зрозуміти, як залежить кількість виробленого тепла від спожитої електричної енергії та середньої температури навколишнього середовища. Для цього необхідно побудувати графіки цих енергетичних показників. Вони зображені на рисунку 2.2 та рисунку 2.3.

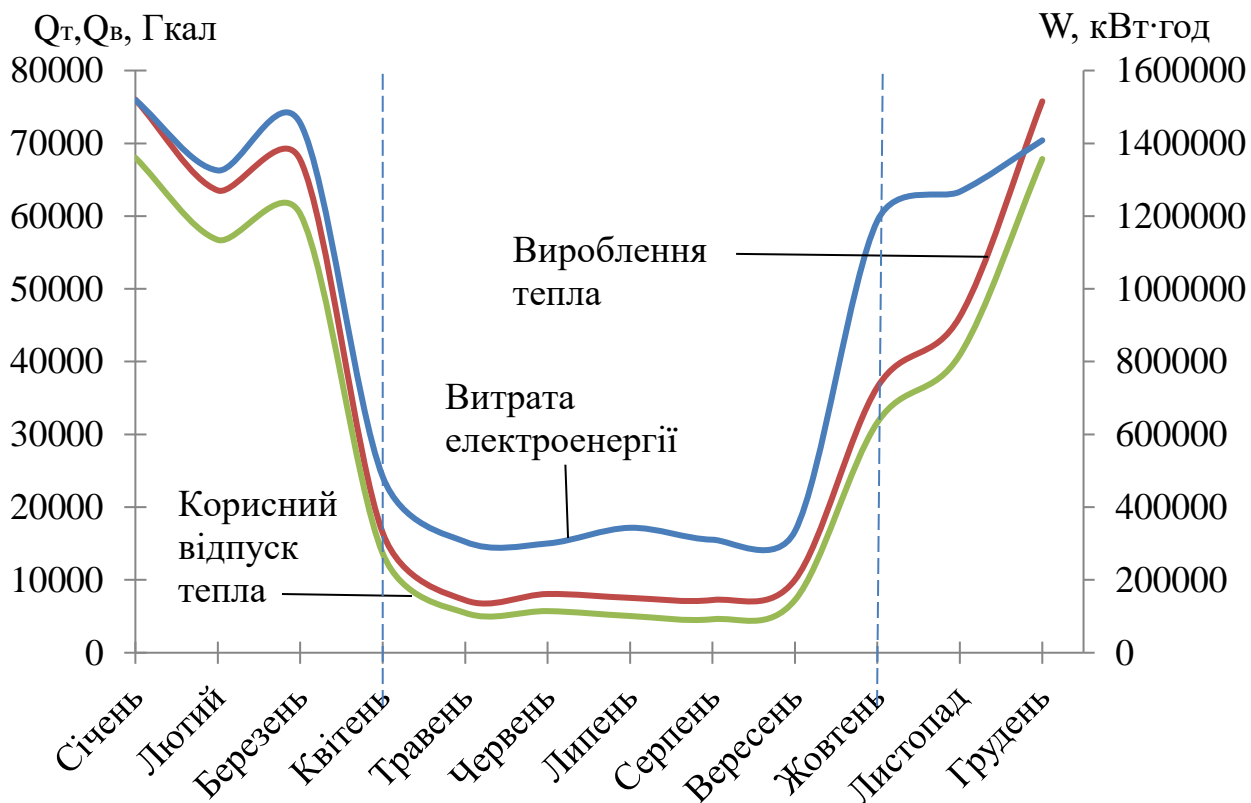


Рисунок 2.2 – Порівняння вироблення тепла та спожитої електричної енергії

З побудованих графіків видно, що вироблення тепла котельнею напряду залежить від температури навколишнього середовища та споживання електричної енергії. Тобто чим нижча температура, тим більш виробляється тепла, та тим більше споживання електричної енергії.

Щоб визначити питому витрату електричної енергії, що залежить від виробляємої теплової енергії, слід визначити формулу:

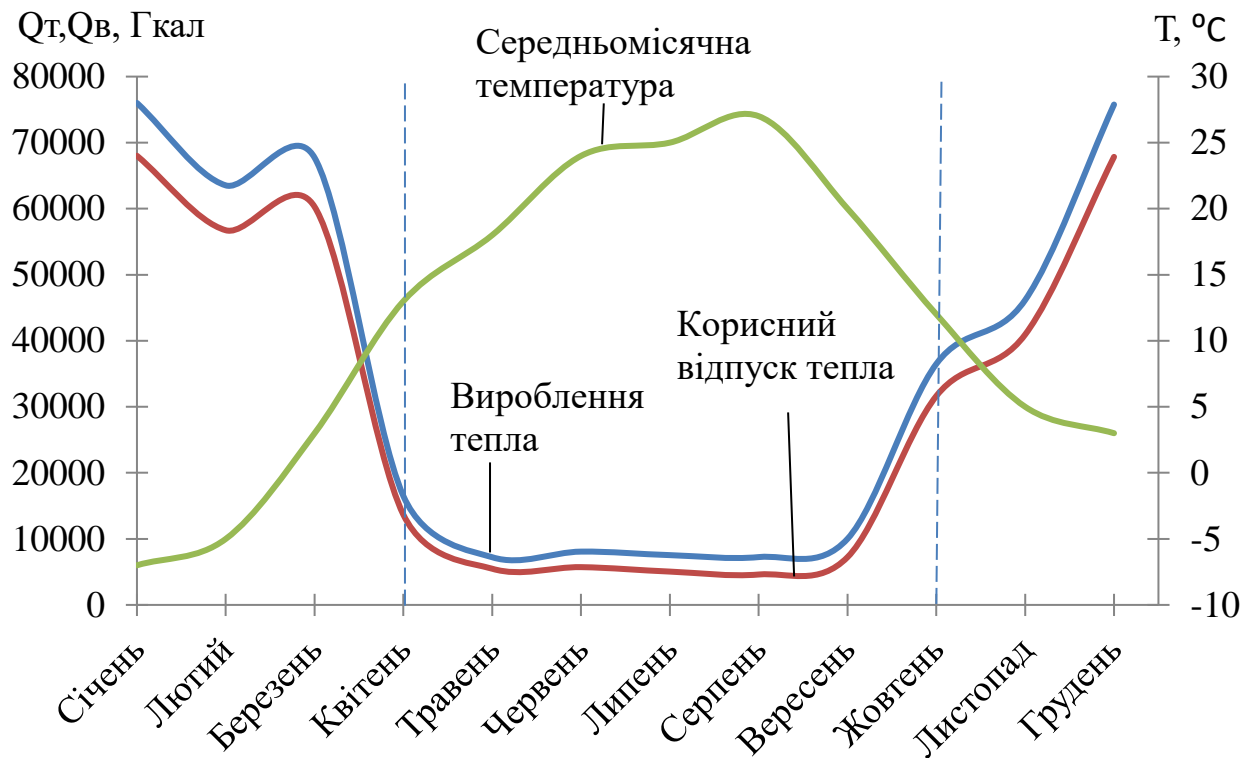


Рисунок 2.3 – Порівняння вироблення тепла та середньомісячної температури

$$W_{num} = \frac{W}{Q_{кор}} ; \quad (2.4)$$

$$W_{num} = \frac{10239271}{367192} = 27,88 \text{ кВт/Гкал.}$$

Графік річних питомих витрат електричної енергії зображений на рисунку 2.4.

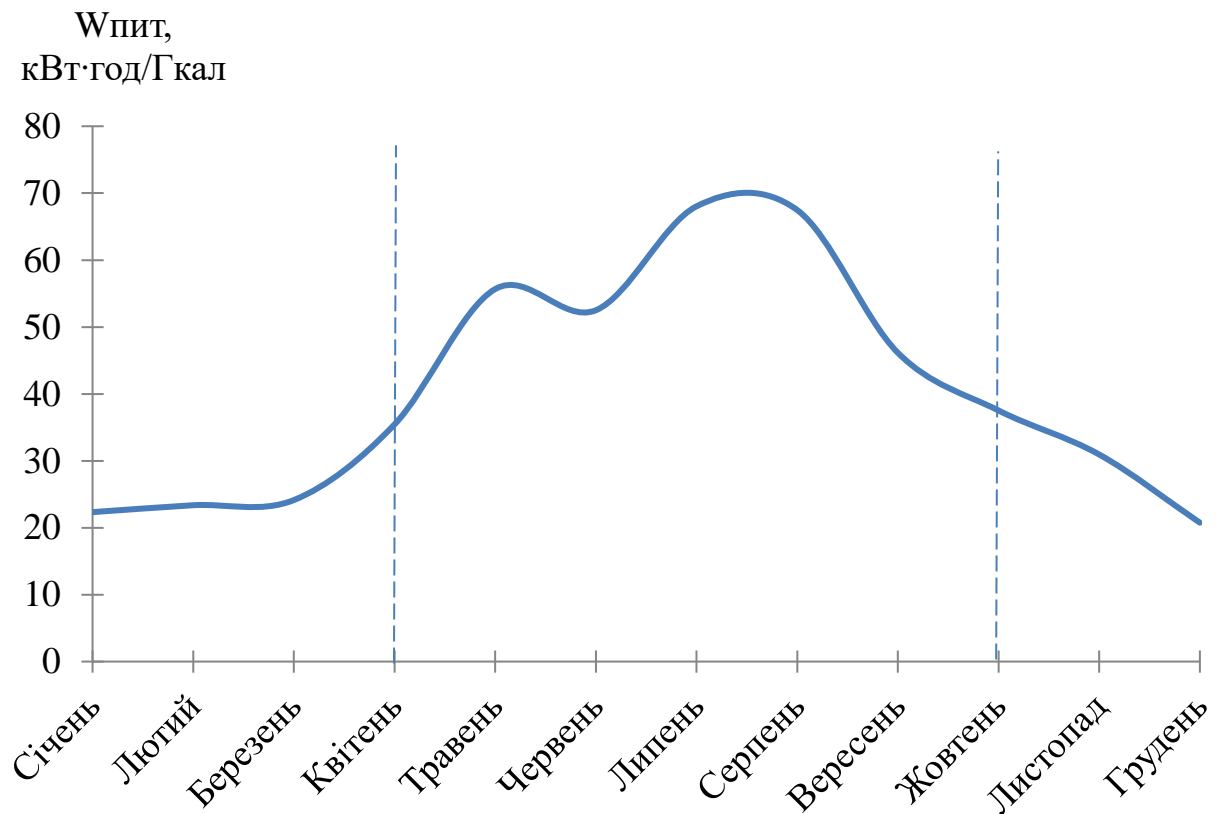


Рисунок 2.4 – Питомі витрати електричної енергії

Як видно з графіку 2.4, питомі витрати електричної енергії у неопалювальний сезон значно вищі за опалювальний. Це можливо пояснити тим, що влітку більша кількість електрообладнання не задіяна.

2.2 Розрахунок електричного навантаження

За значенням електричних навантажень вибирають і перевіряють електроустаткування системи електропостачання, визначають втрати потужності й електроенергії. Від правильної оцінки очікуваних навантажень залежать капітальні витрати на систему електропостачання, експлуатаційні витрати, надійність роботи електроустаткування.

Аналіз режимів роботи споживачів електроенергії (окремий приймач електроенергії, група приймачів, чи цех у цілому) розглядають як

навантаження. Розрізняють наступні види навантажень: активну потужність P , реактивну потужність Q , повну потужність S і струм I .

Середньозмінна потужність враховує кількість потужності, витраченої у період найбільш завантаженої зміни. Для діючого підприємства активна потужність складає:

$$P_{сер_i} = P_{ном_i} \cdot K_{в_i} \cdot n_i, \quad (2.5)$$

де, $P_{сер_i}$ – середньозмінна потужність електроприймачів працюючих за зміну (у даному випадку за добу), кВт;

$P_{ном_i}$ – номінальна потужність електроприймачів працюючих за зміну, кВт;

$K_{в_i}$ – коефіцієнт використання;

n_i – кількість цих електроприймачів.

Середньозмінна активна потужність мережних насосів складає, кВт:

$$P_{сер.мн} = 250 \cdot 0,7 \cdot 1 = 175.$$

Розглядаючи електричне навантаження у комплексі, приєднаного до трансформаторної підстанції, активна змінна потужність шумується, кВт:

$$P_{сер} = \sum_{i=1}^n P_{сер_i}; \quad (2.6)$$

$$P_{сер} = P_{сер_{бкв}} + P_{сер_{0,4кв1}} + P_{сер_{0,4кв2}};$$

$$P_{сер} = 1100 + 874,7 + 213,43 = 2188,13 .$$

Реактивна потужність складає, квар:

$$Q_{сер_i} = P_{сер_i} \cdot tg\varphi , \quad (2.7)$$

де, $Q_{сер_i}$ – реактивна потужність електроприймачів працюючих за зміну, квар.

Розглядаючи електричне навантаження у комплексі, приєднаного до трансформаторної підстанції, реактивна середньозмінна потужність також, як і активна сумується:

$$Q_{сер} = \sum_{i=1}^n Q_{сер_i} ; \quad (2.8)$$

$$Q_{сер} = Q_{сер_{бкв}} + Q_{сер_{0,4кв1}} + Q_{сер_{0,4кв2}} ;$$

$$Q_{сер} = 825 + 656,03 + 815,92 = 1640,92 .$$

Ефективною кількістю електроприймачів називають кількість однородних по режиму роботи електроприймачів однакової потужності, яке дає те саме значення розрахункового максимуму $P_{макс}$, що й група електроприймачів, що відрізняються по потужності та режиму роботи. Так як ефективну кількість визначають для групи електроприймачів, що приєднані до силового щита підстанції, то необхідно враховувати показник силової збірки – число m , що дорівнює співвідношенню номінальної потужності найбільшого електроприймача до номінальної потужності найменшого:

$$m = \frac{P_{НОМ_{макс1}}}{P_{НОМ_{мін1}}} , \quad (2.9)$$

де, $P_{НОМ_{макс1}}$ – номінальна потужність найбільшого електроприймача, кВт;

$P_{НОМ_{мін1}}$ – номінальна потужність найменшого електроприймача, кВт.

$$m_1 = 630 / 160 = 3.3;$$

$$m_2 = 250 / 11 = 22,7;$$

$$m_3 = 75 / 3 = 25.$$

Число m може бути менше, більше або дорівнювати трьом.

Ефективну кількість визначають за такими показниками:

- кількість електроприймачів n , що підключені до джерела живлення;
- показник силової збірки m ;
- середній коефіцієнт використання K_{ϵ} ;
- номінальна активна потужність $P_{НОМ}$ окремого електроприймача.

При $n \geq 5$; $K_{\epsilon} \geq 0,2$; $m \geq 3$; $P_{НОМ} \neq const$:

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum P_{НОМ}}{P_{НОМ_{макс}}}, \quad (2.10)$$

де, n_e – ефективна кількість електроспоживачів;

$\sum P_{НОМ}$ – сумарна потужність групи електроспоживачів, кВт;

$P_{НОМ_{макс}}$ – номінальна потужність найбільшого електроприймача, кВт.

$$n_{e1} = \frac{2 \cdot 4240}{630} = 13,5 \text{ од};$$

$$n_{e2} = \frac{2 \cdot 2192,5}{250} = 18 \text{ од};$$

$$n_{e3} = \frac{2 \cdot 630,5}{75} = 16,8 \text{ од}.$$

Так, як ефективна кількість електроспоживачів не може бути більша за загальну кількість, то: $n_{e1} = 11$ од., $n_{e2} = 18$ од., $n_{e3} = 11$ од.

Загальна ефективна кількість електроспоживачів дорівнює сумі усіх груп електроспоживачів:

$$n_e = \sum_{i=1}^n n_{e_i}; \quad (2.11)$$

$$n_e = 11 + 18 + 11 = 40.$$

Коефіцієнт максимуму – це співвідношення розрахункового максимуму активної потужності навантаження групи електроприймачів до середньої потужності за найбільш завантажену зміну. Його можна виразити формулою:

$$K_{\text{макс}} = \frac{P_{\text{макс}}}{P_{\text{сер}}}. \quad (2.12)$$

Значення $K_{\text{макс}} > 1$ визначається з таблиці в залежності від значення середнього коефіцієнту використання K_e та ефективної кількості n_e групи електроприймачів.

В основу визначення силових навантажень групи електроприймачів з урахуванням коефіцієнту максимуму покладено метод впорядкованих діаграм, дозволяючий визначити розрахунковий максимум навантаження з номінальної потужності та характеристики електроприймачів:

$$P_{\text{макс}} = K_{\text{макс}} \cdot K_{\text{в}} \cdot P_{\text{ном}} . \quad (2.13)$$

Якщо взяти до уваги, що $K_{\text{в}} \cdot P_{\text{ном}} = P_{\text{сер}}$, тоді:

$$P_{\text{макс}} = K_{\text{макс}} \cdot P_{\text{сер}} . \quad (2.14)$$

Для кожної групи електроприймачів розрахунковий максимум навантаження дорівнює, кВт:

$$P_{\text{макс}1} = 1100 \cdot 1,16 = 1276 ;$$

$$P_{\text{макс}2} = 874,7 \cdot 1,12 = 979,66 ;$$

$$P_{\text{макс}3} = 213,43 \cdot 1,15 = 245,44 .$$

Групова максимальна активна потужність $P_{\text{макс}}$ представляє собою суму максимальних потужностей електроприймачів, за виключенням резервних, кВт:

$$P_{\text{макс}} = 1276 + 979,66 + 245,44 = 2701,1 .$$

Фізичний сенс реактивної потужності — це енергія, що передається від джерела на реактивні елементи приймача (індуктивності, конденсатори, обмотки двигунів), а потім повертається цими елементами назад до джерела, протягом одного періоду коливань, віднесена до цього періоду.

Необхідно відзначити, що величина $\sin \varphi$ для значень φ від 0 до плюс 90° є позитивною величиною. Величина $\sin \varphi$ для значень φ від 0 до -90° є від'ємною величиною.

Реактивна потужність може бути як позитивною величиною (якщо навантаження має активно-індуктивний характер), так і від'ємною (якщо навантаження має активно-ємнісний характер). Така обставина підкреслює той факт, що реактивна потужність не бере участь у роботі електричного струму. Коли пристрій має позитивну реактивну потужність, то прийнято говорити, що він її споживає, а коли негативну — то виробляє. Але це чиста умовність, пов'язана з тим, що більшість пристроїв, які споживають електрику (наприклад, асинхронні двигуни), а також винятково активне навантаження, що під'єднується крізь трансформатор, є активно-індуктивними.

Максимальну реактивну потужність можна виразити з коефіцієнту максимальної реактивної потужності та реактивну середньозмінну потужність:

$$Q_{\text{макс}} = 1,1 \cdot Q_{\text{сер}} . \quad (2.15)$$

Для кожної групи електроприймачів розрахункова максимумальна реактивна потужність дорівнює, квар:

$$Q_{\text{макс1}} = 1,1 \cdot 825 = 907,5 ;$$

$$Q_{\text{макс2}} = 1,1 \cdot 656,03 = 721,63 ;$$

$$Q_{\text{макс3}} = 1,1 \cdot 159,89 = 175,88 .$$

Групова максимальна реактивна потужність $Q_{\text{макс}}$ представляє собою суму максимальних реактивних потужностей електроприймачів, за виключенням резервних, квар:

$$Q_{\text{макс}} = 907,5 + 721,63 + 175,88 = 1955,01 .$$

Якщо у групі електроприймачів підприємства є такі електроприймачі, що працюють з випереджуючим струмом, то реактивні потужності $Q_{сер}$ приймають зі знаком мінус та віднімають від загальної реактивної потужності.

Після визначення максимальної активної потужності та максимальної реактивної потужності можливо підрахувати повну потужність (кВ·А):

$$S_{макс} = \sqrt{P_{макс}^2 + Q_{макс}^2} . \quad (2.16)$$

Для кожної групи електроспоживачів повна потужність складає, кВ·А:

$$S_{макс1} = \sqrt{1276^2 + 907,5^2} = 1565,8;$$

$$S_{макс2} = \sqrt{979,66^2 + 721,63^2} = 1216,75;$$

$$S_{макс3} = \sqrt{245,44^2 + 175,88^2} = 301,95.$$

Групова повна потужність дорівнює, кВ·А:

$$S_{макс} = \sqrt{2701,1^2 + 1955,01^2} = 3334,37 .$$

Розрахунковий максимальний струм для електроспоживачів змінного струму дорівнює, А:

$$I = \frac{S_{макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} . \quad (2.17)$$

Для кожної групи електроспоживачів розрахунковий максимальний струм становить:

$$I_{\text{макс}1} = \frac{1565,8}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 150,67;$$

$$I_{\text{макс}2} = \frac{1216,75}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1848,6;$$

$$I_{\text{макс}3} = \frac{301,95}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 458,75 .$$

Загальний розрахунковий максимальний струм для електроспоживачів змінного струму дорівнює, А:

$$I_{\text{макс}} = I_{\text{макс}1} + \frac{I_{\text{макс}2} + I_{\text{макс}3} + I_{\text{макс}са}}{15}; \quad (2.18)$$

$$I_{\text{макс}} = 150,67 + \frac{1848,6 + 458,75 + 379,82}{15} = 329,81 .$$

Дані усіх розрахунків для зручності зведені до таблиць 2.8 та 2.9.

Таблиця 2.8 – Розрахункова потужність електроспоживачів

Найменування	Еф. кіл. n_e	Коеф. макс. $K_{\text{макс}}$	Максимальна розрахункова потужність			Макс. розр. струм $I_{\text{макс}}, \text{ А}$
			Активна $P_{\text{макс}}, \text{ кВт}$	Реактивна $Q_{\text{макс}}, \text{ квар}$	Повна $S_{\text{макс}}, \text{ кВА}$	
Всього по РУ-6кВ	11	1,16	1276	907,50	1565,80	150,67
Всього по РУ-0,4кВ №1	18	1,12	987,50	730,43	1216,75	1848,60
Всього по РУ-0,4кВ №2	11	1,15	245,44	175,88	301,95	458,75
Субабоненти	-	-	200,00	150,00	250,00	379,82
Всього по РУ-0,4кВ №1, №2 та субабонентам	29	1,13	1232,94	906,31	1518,68	2687,18
Всього по котельній	40	-	2708,94	1963,81	3334,37	329,81

Таблиця 2.9 – Перелік електроспоживачів

Найменування вузлів живлення та груп електроприймачів	Кількість n , шт	Встановлена потужність ПВ=100%		Коефіцієнт використання K_e	$\cos\phi/tg\phi$	Середня потужність	
		Одного електро-споживача $P_{ном}$, кВт	Загальна робоча $\sum P_{ном}$, кВт			Активна $P_{сер}$, кВт	Реактивна $Q_{сер}$, квар
1	2	3	4	5	6	7	8
РУ-6кВ							
Мережний насос	2	250	500	0,7	0,8/0,75	175	131,25
Мережний насос	3	630	1890	0,7	0,8/0,75	441	330,75
Насос гарячої води	1	160	160	0,7	0,8/0,75	-	-
Насос гарячої води	2	320	640	0,7	0,8/0,75	224	168
Насос гарячої води	1	250	250	0,7	0,8/0,75	-	-
Димосос	2	400	800	0,65	0,8/0,75	260	195
Всього по РУ-6кВ	11	2010	4240	0,69	0,8/0,75	1100	825
РУ-0,4кВ №1							
Мережний насос	2	250	500	0,7	0,8/0,75	-	-
Насос холодної води	1	75	75	0,7	0,8/0,75	52,5	39,38
Насос холодної води	1	11	11	0,7	0,8/0,75	-	-
Рециркуляційний насос	2	40	80	0,7	0,8/0,75	28	21,00
Підживлюючий насос	3	90	270	0,7	0,8/0,75	126	94,50
Підживлюючий насос	1	40	40	0,7	0,8/0,75	-	-

Продовження таблиці 2.9

1	2	3	4	5	6	7	8
Димосос	3	110	330	0,65	0,8/0,75	214,5	160,88
Вентилятор	1	75	75	0,65	0,8/0,75	48,75	36,56
Вентилятор	5	55	275	0,65	0,8/0,75	178,75	134,06
Перекачуючий насос	2	90	180	0,7	0,8/0,75	126	94,50
Перекачуючий насос	2	45	90	0,7	0,8/0,75	-	-
Перекачуючий насос	3	13	39	0,7	0,8/0,75	-	-
Насос робочої рідини ХВО	3	13	39	0,7	0,8/0,75	18,2	13,65
Насос робочої рідини ГВС	2	75	150	0,7	0,8/0,75	52,5	39,38
Насос розчину солі	2	3	6	0,7	0,8/0,75	4,2	3,15
Насос розчину солі	1	4	4	0,7	0,8/0,75	2,8	2,10
Насос взривлення солі	1	4	4	0,7	0,8/0,75	2,8	2,10
Насос блоку водопідготовки	1	7,5	7,5	0,7	0,8/0,75	5,25	3,94
Освітлення та автоматика	1	17	17	0,85	0,95/0,33	14,45	10,84
Всього по РУ-0,4кВ №1	39	1020,5	2196,5	0,915	0,8/0,73	881,7	664,03
РУ-0,4кВ №2							
Рециркуляційний насос	6	55	330	0,7	0,8/0,75	115,5	86,63
Вентилятор	4	75	300	0,65	0,8/0,75	97,5	73,13
Хімічна лабораторія	1	0,5	0,5	0,85	0,95/0,33	0,43	0,14
Всього по РУ-0,4кВ №2	11	130,5	630,5	0,73	0,85/0,61	213,43	159,89
Субабоненти	-	-	-	-	0,8/0,73	-	-
Всього по РУ-0,4кВ №1 та №2	48	1151	2827	0,82	0,8/0,75	1095,13	823,92
Всього по котельній	61	3161	7067	0,7	0,8/0,75	2195,13	1648,92

Максимальну розрахункову потужність можна представити у вигляді графіку. Його зображено на рисунку 2.5.

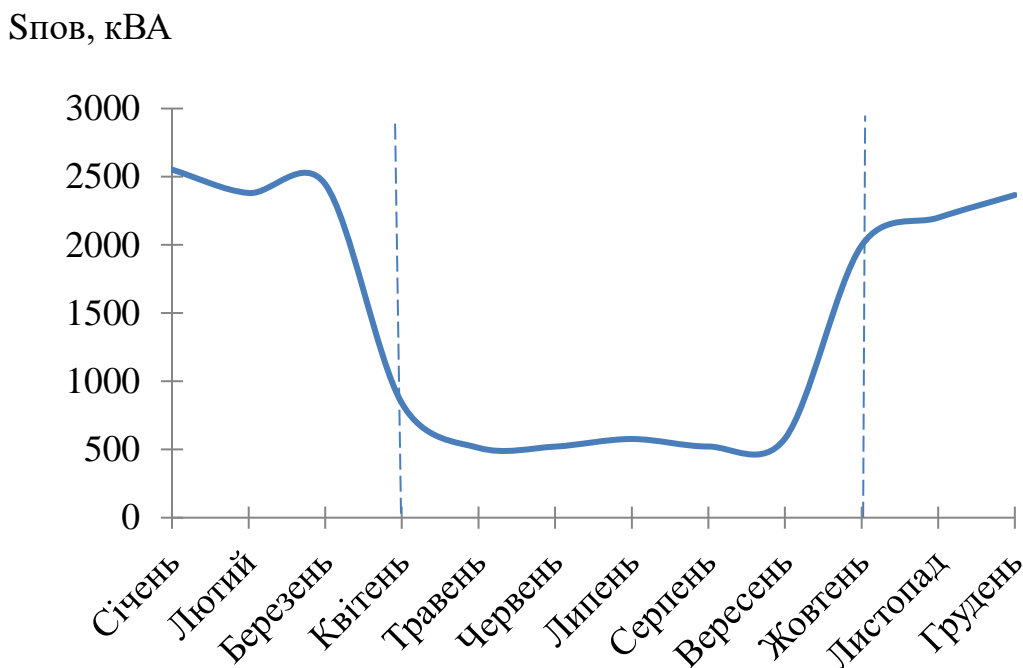


Рисунок 2.5 – Максимальна розрахункова потужність

Слід зазначити, що розрахунок навантажень не може бути досить точним через можливі зміни технологічного процесу та похибки розрахункових коефіцієнтів (враховуючи динаміку зміни коефіцієнтів у часі).

2.3 Компенсація реактивної потужності

Реактивна потужність та енергія погіршують показники роботи енергосистеми, тобто завантаження реактивними струмами генераторів електростанцій збільшує витрату палива; збільшуються втрати в мережах і приймачах, збільшується падіння напруги в мережах.

Реактивний струм додатково навантажує лінії електропередачі, що призводить до збільшення перерізів дротів і кабелів і відповідно до збільшення капітальних витрат на зовнішні і внутрішньомайданчикові мережі.

Компенсація реактивної потужності, нині, є важливим чинником що дозволяє вирішити питання енергозбереження практично на будь-якому підприємстві.

За оцінками вітчизняних і провідних зарубіжних фахівців, доля енергоресурсів, і зокрема електроенергії займає величину близько (10...40) % у вартості продукції. Це досить вагомий аргумент, щоб керівництву підприємств з усією серйозністю підійти до аналізу і аудиту енергоспоживання і вироблення методики компенсації реактивної потужності. Компенсація реактивної потужності - ось ключ до вирішення питання енергозбереження.

Основні споживачі реактивної потужності - асинхронні електродвигуни, які споживають 40 % усій потужності спільно з побутовими і власними потребами; електричні печі 8 %; перетворювачі 10 %; трансформатори усіх ступенів трансформації 35 %; лінії електропередач 7 %.

У електричних машинах змінний магнітний потік пов'язаний з обмотками. Внаслідок цього в обмотках при протіканні змінного струму індуються реактивні електрорушійні сили що обумовлюють зрушення по фазі між напругою і струмом. Це зрушення по фазі зазвичай збільшується, а $\cos\varphi$ зменшується при малому навантаженні. Наприклад, якщо $\cos\varphi$ двигунів змінного струму при повному навантаженні складає (0,75...0,80), то при малому навантаженні він зменшиться до (0,2...0,40).

Малозавантажені трансформатори також мають низький коефіцієнт потужності $\cos\varphi$. Тому, якщо застосовувати компенсацію реактивної потужності, то результуючий $\cos\varphi$ енергетичної системи буде низький і струм навантаження електричного, без компенсації реактивної потужності, збільшуватиметься при одній і тій же споживаній з мережі активній потужності. Відповідно, при компенсації реактивної потужності струм

споживаний з мережі знижується, залежно від $\cos\phi$ на (30...50) %, відповідно зменшується нагрів дротів, що проводять, і старіння ізоляції.

Окрім цього, реактивна потужність разом з активною потужністю враховується постачальником електроенергії, а отже, підлягає оплаті по діючих тарифах, тому складає значну частину рахунку за електроенергію.

Структура споживачів реактивної потужності в мережах енергосистем (по встановленій активній потужності) зображена на рисунку 2.6.

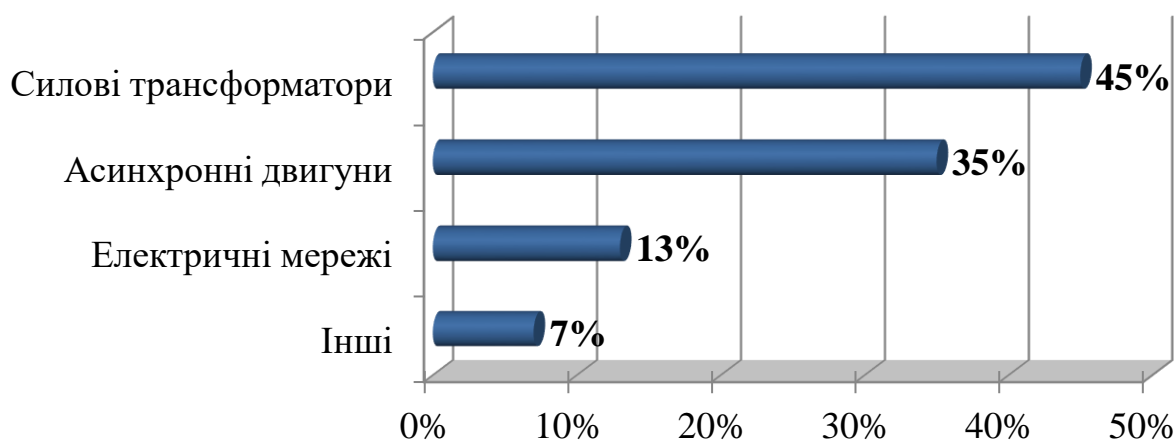


Рисунок 2.6 – Споживачі реактивної потужності

Сумарні абсолютні і відносні втрати реактивної потужності в елементах живлячої мережі дуже великі і досягають 50 % потужності, що поступає в мережу. Приблизно (70...75) % усіх втрат реактивної потужності складають втрати в трансформаторах.

На шляху від електростанції походить саме менше три трансформації напруги, і тому втрати реактивної потужності в трансформаторах і автотрансформаторах досягають великих значень.

Найбільш дієвим і ефективним способом зниження споживаної з мережі реактивної потужності є застосування установок компенсації реактивної потужності (конденсаторних установок).

Використання конденсаторних установок для компенсації реактивної потужності дозволяє:

- розвантажити електропередачі, що живлять лінії, трансформатори і розподільні пристрої;
- понизити витрати на оплату електроенергії;
- при використанні певного типу установок понизити рівень вищих гармонік;
- подавити мережеві перешкоди, понизити несиметрію фаз;
- зробити розподільні мережі надійнішими і економічнішими.

Для визначення типу компенсаційної конденсаторної установки необхідно визначити кількість реактивної потужності, яку необхідно зкомпенсувати. Її можна визначити з виразу, квар:

$$Q_{ку} = Q_{макс} - Q_e = P_{макс} \cdot (tg\varphi_{макс} - tg\varphi_e) . \quad (2.19)$$

де, $Q_{ку}$ – реактивна потужність, що компенсується, квар;

Q_e – межа значення потужності, що виділяється в період максимуму активної потужності, квар;

$tg\varphi_e$ – оптимальний кут, що відповідає значенню Q_e . Для даної системи $tg\varphi_e = 0,2$.

$$tg\varphi_{макс} = \frac{Q_{макс}}{P_{макс}} ; \quad (2.20)$$

$$tg\varphi_{макс} = \frac{1955,01}{2701,1} = 0,75 .$$

На підприємстві є три групи електроспоживачів. Одна з них живиться від розподільчої установки 6 кВ, а дві інші від розподільчих установок 0,4 кВ, причому остання група живиться від другої. Тому для компенсації реактивної

потужності розрахунки треба вести окремо для першої групи та окремо для другої і третьої.

Потужність компенсаційної установки першої групи дорівнює, квар:

$$Q_{\text{КУ}_{6\text{кВ}}} = 1276 \cdot (0,75 - 0,2) = 663,52 .$$

Потужність компенсаційної установки другої і третьої груп, квар:

$$Q_{\text{КУ}_{0,4\text{кВ}}} = 1225,1 \cdot (0,75 - 0,2) = 673,75 .$$

Так як у розподільчих установках встановлено по дві шини, з'являється необхідність встановлювати по дві ККУ (рис.2.7).

Згідно розрахунків та за умови $Q_{\text{КУ}} \geq Q_{\text{КУ}_{\text{ном}}}$ треба обрати ККУ:

- для першої групи – $2 \times \text{КРМ-0,4-300-25 У3-У1}$;
- для другої і третьої – $2 \times \text{УКРМ-6,3-300-2} \times 150\text{р У3}$.



Рисунок 2.7- Обладнання, що пропонується до встановлення на котельні

2.4. Розрахунок втрат електричної потужності в трансформаторах

Проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах промислових підприємств, у тому числі підприємств нафтової та газової промисловості, останнім часом набула особливої актуальності у зв'язку з суттєвим здорожчанням електроенергії та дефіцитом палива на електростанціях. Тому під час експлуатації цих мереж доцільно впроваджувати заходи щодо підвищення економічної ефективності роботи основних елементів електропостачальних систем – ліній і трансформаторів. Одним з важливих напрямків енергозаощадження є забезпечення економічних режимів роботи трансформаторів знижувальних підстанцій. Важливим в даний час є розроблення додаткових заходів щодо зниження втрат потужності в трансформаторах та підвищення їх ККД.

Для підвищення економічності роботи трансформаторів знижувальних підстанцій розроблена та впроваджується низка ефективних заходів з метою зниження втрат потужності й енергії в трансформаторах, зокрема, вимкнення частини трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях у разі зменшення їх навантаження, оптимальний розподіл навантаження між трансформаторами, заміна недовантажених трансформаторів на трансформатори меншої потужності, вирівнювання графіків електричних навантажень, підвищення коефіцієнта потужності навантаження, симетрування режимів, регулювання напруги з метою зменшення електроспоживання та інші.

Як відомо, коефіцієнт корисної дії трансформатора (ККД) залежить від величини втрат потужності в ньому, які складаються з втрат неробочого ходу та навантажувальних втрат.

Втрати неробочого ходу зумовлені втратами в сталі від вихрових струмів і втратами на гістерезис. Основними конструктивними шляхами зниження цих втрат і підвищення ККД трансформаторів є використання високоякісних марок сталі для виготовлення магнітних осердь трансформаторів

(зокрема, аморфної сталі), застосування новітніх технологій виготовлення магнітної системи, особливо технології різання сталі, зменшення товщини її листів, вдосконалення конструкції осердя і стиків листів сталі, зменшення додаткових втрат у зовнішніх по відношенню до обмоток металевих частинах бака шляхом їх екранування тощо. Потрібно зауважити, що трансформатори, осердя яких виготовлені з аморфної сталі, за своєю конструкцією набагато важчі й більші за розміром, ніж традиційні трансформатори. Навантажувальні втрати (втрати в міді) визначають через втрати короткого замикання, які складаються з втрат на нагрівання обмоток, а також додаткових втрат у стінках бака та інших металевих частинах, викликаних потоком розсіювання. Ці втрати залежать квадратично від потужності навантаження й обернено пропорційні квадрату вхідної напруги. Зменшити їх можна, підвищивши напругу на вході трансформатора. Але при цьому одночасно збільшуються втрати в сталі.

На підстанціях, від яких одержують живлення споживачі першої та другої категорій надійності, як правило, встановлюють два або більше трансформаторів, які можуть працювати окремо чи паралельно. Одним з практичних способів зменшення втрат потужності в трансформаторах знижувальних підстанцій є забезпечення економічних режимів їх роботи шляхом вимкнення частини трансформаторів у режимах мінімальних навантажень.

Більш економічним, з огляду на оптимальний розподіл навантаження та зменшення втрат потужності, є режим паралельної роботи трансформаторів, хоча при цьому збільшуються струми короткого замикання. У випадку роздільної роботи трансформаторів потужність навантаження між ними потрібно розподілити так, щоб сумарні втрати потужності були мінімальними. Ці та інші заходи дають можливість підвищити ККД трансформаторів і зменшити видатки на оплату електроенергії.

У практичних розрахунках втрати в сталі та втрати короткого замикання трансформаторів приймають сталими. Ці параметри трансформаторів визначають з дослідів неробочого ходу і короткого замикання, причому втрати

в сталі визначають за номінальної напруги на виводах обмотки ВН при розімкненій обмотці НН, а втрати короткого замикання – за номінального навантаження обмоток ВН і НН. Фактичне значення вхідної напруги трансформаторів може відрізнятись від номінальної напруги обмотки ВН, при цьому втрати потужності в сталі та навантажувальні втрати й коефіцієнт корисної дії трансформаторів будуть змінюватися. Тому з метою забезпечення економічного режиму роботи трансформаторів необхідно враховувати вплив вхідної напруги на їх енергетичні показники.

Трансформатори виготовляють з різним співвідношенням втрат короткого замикання та втрах холостого ходу для того, щоб можна було забезпечити економічний режим роботи трансформаторів для середніх навантажень, рівних (50...70) % від номінального навантаження. Відношення втрат $\Delta P_k / \Delta P_x$ для сучасних трансформаторів напругою 6(10) – 35 кВ практично змінюється в межах від 2 до 4. Менші значення цього співвідношення відносяться до трансформаторів великої потужності з ефективнішим використанням за навантаженням, а більші значення – до трансформаторів меншої потужності з менш ефективним використанням за навантаженням.

Таким чином вміння правильно розрахувати втрати у всіх ланках системи електропостачання, виявити їх складові та встановити основні шляхи зі зниження втрат і економії електричної – основні умови правильної експлуатації електричної мережі.

Втрати потужності в трансформаторах складаються зі втрат активної ΔP_m та втрат реактивної ΔQ_m потужностей.

Втрати активної потужності складаються з двох складових: втрат, що йдуть на нагрів обмоток трансформатора ΔP , які залежать від струму навантаження, та втрат, що йдуть на нагрів сталі ΔP_{cm} , що не залежать від струму навантаження.

Втрати потужності, що йдуть на нагрів обмоток трансформатора:

$$\Delta P_m = 3 \cdot I^2 \cdot R_m = 3 \cdot \left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \right)^2 \cdot R_m = \frac{S^2}{U^2} \cdot R_m = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_m. \quad (2.21)$$

При цьому повні активні втрати дорівнюють:

$$\Delta P_m = \Delta P + \Delta P_{cm} = (P^2 + Q^2) \cdot \frac{R_m}{U^2} + \Delta P_{cm}, \quad (2.22)$$

де, R_m – активний опір обмоток трансформатора, Ом.

Активний опір обмоток трансформатора дорівнює:

$$R_m = \Delta P_m \cdot U_{ном}^2 \cdot S_{ном}^2, \quad (2.23)$$

де, ΔP_m – величина втрат у міді, кВт.

Втрати реактивної потужності складаються з двох складових: втрат викликаних розсіюванням магнітного потоку в трансформаторі, що залежать від квадрату струму навантаження, та втрат, що йдуть на намагнічування трансформатора, що не залежать від струму навантаження, які визначаються струмом холостого ходу.

Втрати потужності, викликані розсіюванням магнітного потоку:

$$\Delta Q = 3 \cdot I^2 \cdot x_m = (P^2 + Q^2) \cdot \frac{x_m}{U^2}, \quad (2.24)$$

де, x_m – реактивний опір обмоток трансформатора.

При цьому повні реактивні втрати складатимуть:

$$\Delta Q_m = \Delta Q + \Delta Q_\mu = (P^2 + Q^2) \cdot \frac{x_m}{U^2} + \Delta Q_\mu, \quad (2.25)$$

де, $\Delta Q_{\mu} = \Delta Q_{xx}$ – втрати холостого ходу.

За допомогою каталожних даних втрати потужності у трансформаторах можливо визначити іншим способом. Якщо вказані втрати короткого замикання, що відповідають втратам у міді при номінальному навантаженні трансформатора $S_{ном}$, та відома його фактична загрузка S , то активні втрати складають:

$$\Delta P_m = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_M + n \cdot \Delta P_{cm} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{M_{ном}}^2 \cdot \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 + n \cdot \Delta P_{cm};$$

$$\Delta P_m = k_3^2 \cdot \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{M_{ном}}^2 + n \cdot \Delta P_{cm}, \quad (2.26)$$

де, $k_3 = \beta$ – коефіцієнт завантаження трансформаторів;

n – кількість працюючих трансформаторів.

Коефіцієнт завантаження дорівнює:

$$\beta = \frac{3334.37}{5000} = 0.67.$$

Коефіцієнт завантаження трансформаторів за весь рік зображено на графіку на рисунку 2.8.

Втрати у трансформаторах складають, кВт:

$$\Delta P_m = 0,67^2 \cdot \frac{1}{2} \cdot 28^2 + 2 \cdot 2,8 = 175,97$$

Результати розрахунків втрат у трансформаторах помісячно можна представити у вигляді таблиць 2.10. та 2.11.

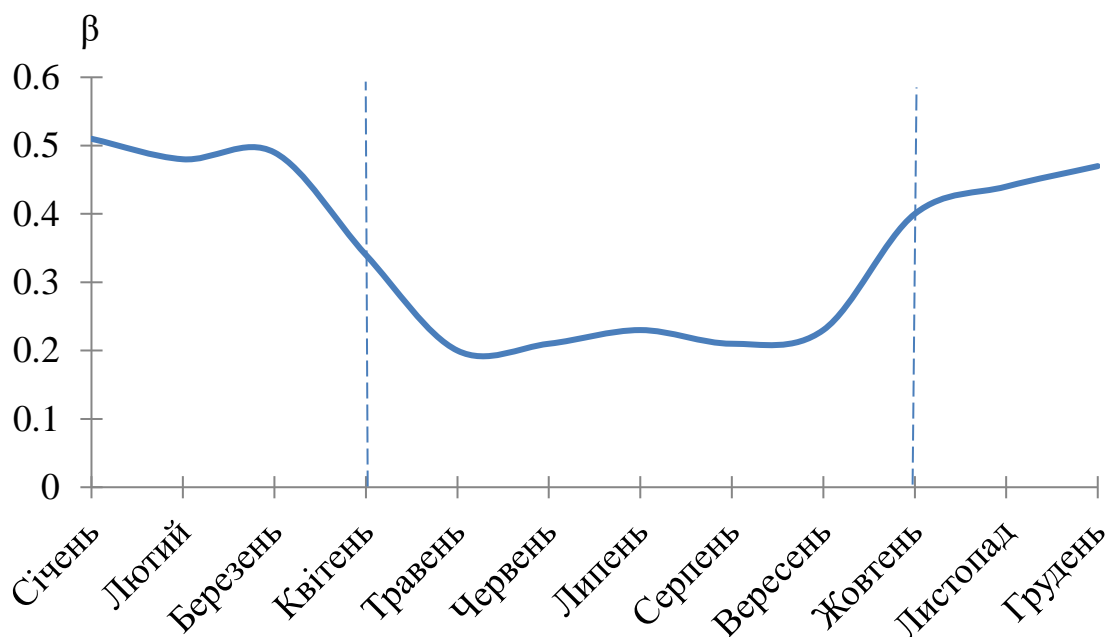


Рисунок 2.8 – Коефіцієнт завантаження трансформаторів

Таблиця 2.10 – Втрати у трансформаторах в опалювальний період

	Січень	Лютий	Березень	Жовтень	Листопад	Грудень
Втрати в трансформаторах, кВт	107,75	94,45	99,33	68,01	81,47	93,36

Таблиця 2.11 – Втрати у трансформаторах в неопалювальний період

	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень
Втрати в трансформаторах, кВт	49,8	22,07	22,65	26,47	22,68	26,69

Втрати у трансформаторах за рік можна представити у вигляді діаграми, яка зображена на рисунку 2.9.

Як видно з рис. 2.9, втрати у трансформаторах в опалювальний період значно більші ніж у неопалювальний. Це обумовлене тим, що взимку споживання електричної енергії значно більше ніж влітку.

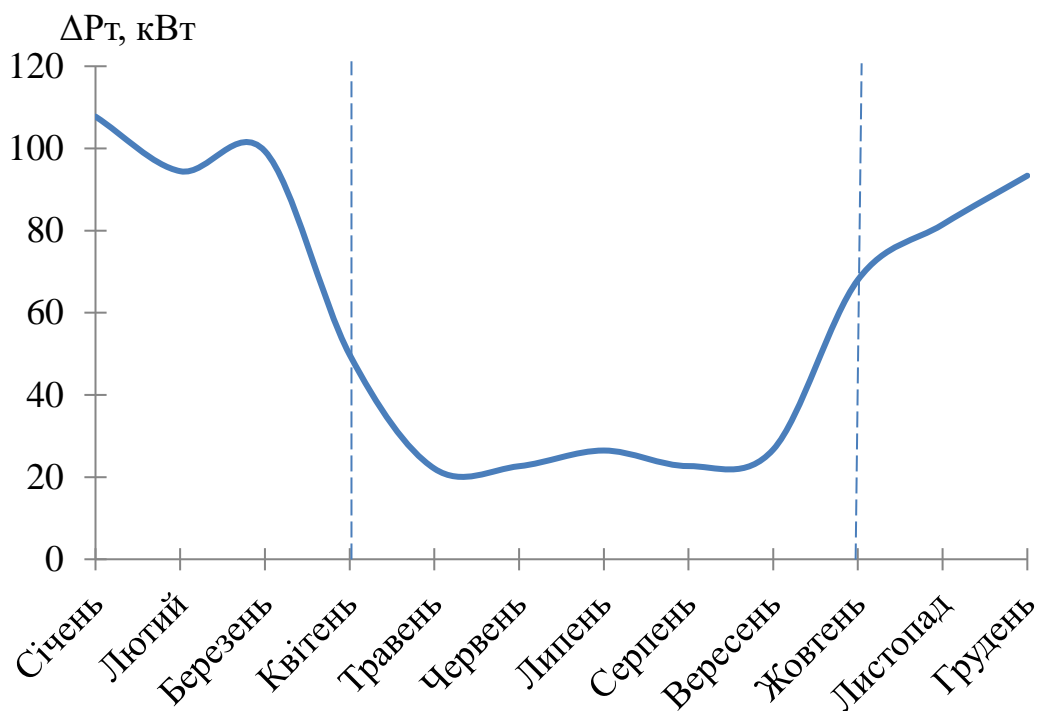


Рисунок 2.9 – Втрати у трансформаторах

Після впровадження енергозберігаючого заходу – встановлення компенсаційних конденсаторних установок зменшується повна потужність, слідовно також і втрати у трансформаторах. Вони дорівнюють:

$$\Delta P_m = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{M_{ном}}^2 \cdot \left(\frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{ном}} \right)^2 + n \cdot \Delta P_{см}; \quad (2.27)$$

$$\Delta P_m = \frac{1}{2} \cdot 28^2 \cdot \left(\frac{\sqrt{2701,1^2 + (1955,01 - 1200)^2}}{5000} \right)^2 + 2 \cdot 2,8;$$

$$\Delta P_m = 128,53 \text{ кВт.}$$

Значення втрат у трансформаторах за весь рік наведені у таблицях 2.12 і 2.13, а також на рисунку 2.10.

Таблиця 2.12 – Втрати у трансформаторах в опалювальний період після компенсації реактивної потужності

Місяць	Січень	Лютий	Березень	Жовтень	Листопад	Грудень
Втрати в трансформаторах, кВт	100,21	87,92	92,43	63,42	75,89	86,9

Таблиця 2.13 – Втрати у трансформаторах в неопалювальний період після компенсації реактивної потужності

Місяць	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень
Втрати в трансформаторах, кВт	46,55	20,86	21,39	24,94	21,43	25,14

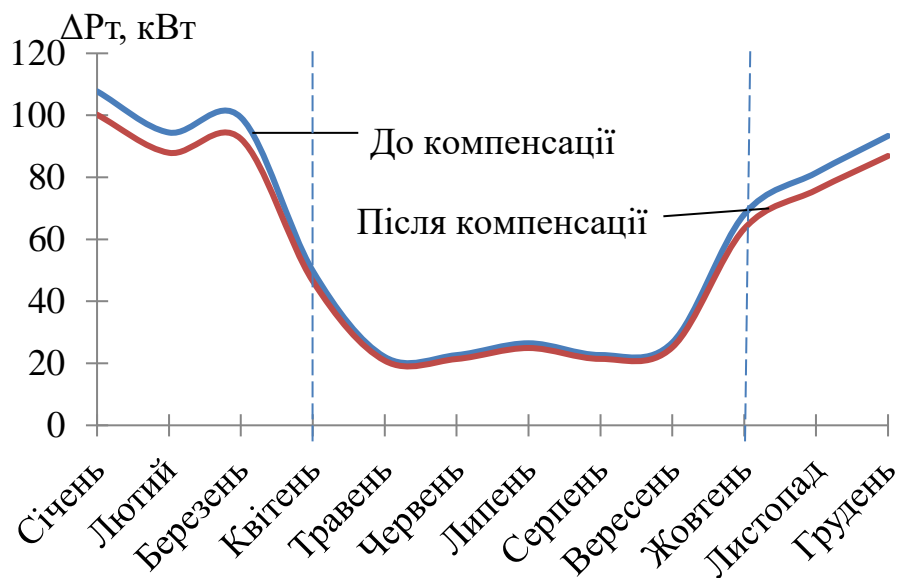


Рисунок 2.10 – Втрати у трансформаторах після компенсації реактивної потужності

З графіка видно, що після компенсації реактивної потужності втрати у трансформаторах знижуються, при чому чим більше навантаження, тим більше знижуються втрати.

3 СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ РОБОТИ КОТЕЛЬНОЇ

3.1 Кореляційний аналіз енергетичних показників

Кореляція дослівно з латинської "correlation" – відношення, тобто це означає співвідношення, відповідність речей, понять. Кореляційним зв'язком називається такий зв'язок між ознаками суспільно-економічних явищ, за якого на величину результативної ознаки крім факторної впливають багато інших ознак, які можуть діяти в різних напрямках одночасно чи послідовно.

Цей зв'язок характеризується тим, що між факторною і результативною ознаками немає повної відповідності, а лише є певне співвідношення. Особливістю кореляційного зв'язку є те, що кожному значенню факторної ознаки відповідає не одне, а ціла низка значень результативної ознаки. Кореляційний зв'язок можна виявити тільки у вигляді загальної тенденції при масовому порівнянні факторів.

Кореляційний аналіз (кореляційний метод) – метод дослідження взаємозалежності ознак у генеральній сукупності, які є випадковими величинами з нормальним характером розподілу.

Основними вимогами до застосування кореляційного аналізу є достатня кількість спостережень, сукупності факторних і результативних показників, а також їх кількісний вимір і відображення в інформаційних джерелах.

Застосування кореляційного аналізу тісно пов'язане з регресійним аналізом, тому його часто називають кореляційно-регресійним. Головними завданнями кореляційного аналізу є:

- визначення форми зв'язку;
- вимірювання щільності (сили) зв'язку;
- виявлення впливу факторів на результативну ознаку.

Здійснення кореляційного аналізу передбачає такі послідовні етапи:

- 1) встановлення причинно-наслідкових зв'язків між досліджуваними ознаками (виявлення факторів та вибір серед них тих, які найбільше впливають на результативний показник);
- 2) формування кореляційно-регресійної моделі (інформаційне забезпечення аналізу, вибір типу і форми зв'язку, складання моделі);
- 3) визначення кореляційних характеристик (показників зв'язку);
- 4) статистична оцінка параметрів зв'язку (економічна інтерпретація, оцінка значимості коефіцієнтів кореляції (наскільки відібрані фактори пояснюють варіацію результативного показника) та використання їх для вирішення практичних завдань, наприклад прийняття рішень, прогнозування, планування, нормування тощо (рис. 3.1).

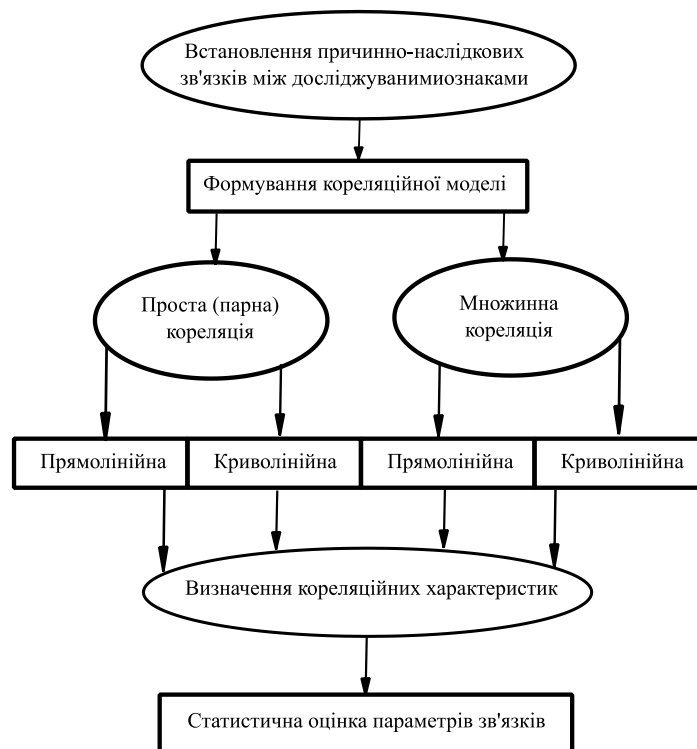


Рисунок 3.1. Схема кореляційно-регресійного аналізу

Отже, на початковому етапі аналізу виявляються зв'язки між результативною і факторними ознаками. Ці зв'язки можуть бути різними залежно від характеру залежності, напряму дії та аналітичного виразу.

На другому етапі оцінюється вихідна інформація для дослідження з використанням різних статистичних критеріїв (середнє квадратичне

відхилення, коефіцієнт варіації тощо), а потім формується модель стохастичного зв'язку. Формування кореляційної моделі передбачає визначення чи це буде проста (парна) кореляція (результативна ознака з одним фактором), чи множинна (результативна ознака і декілька факторів). У свою чергу за характером зв'язку кореляційні моделі можуть бути лінійними (прямолінійними, з оберненою лінійною залежністю) чи нелінійними (криволінійними).

Лінійний кореляційний зв'язок для емпіричних даних, вимірних за шкалою інтервалів або відношень, оцінюється за допомогою коефіцієнта кореляції Пірсона r :

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}, \quad (3.1)$$

де, x_i та y_i – значення змінних;

\bar{x} – середні x та y ;

n – обсяг вибірки.

Формула (3.1) може бути перетворена, якщо замінити значення змінних x_i та y_i нормованими значеннями z_x та z_y :

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (z_x \cdot z_y)}{n-1}, \quad (3.2)$$

де, $z_x = \frac{x - \bar{X}}{s_x}$ і $z_y = \frac{y - \bar{Y}}{s_y}$ – нормовані значення змінних X і Y .

Дані для розрахунків наведені в таблиці 3.1.

В результаті проведених розрахунків, можна визначити, що коефіцієнт кореляції дорівнює $r = 0,98$.

Таблиця 3.1 – Дані для розрахунку коефіцієнту кореляції

Опалювальний період						
Місяць	Січень	Лютий	Березень	Жовтень	Листопад	Грудень
Витрата електроенергії, кВт·год	1519153	1325458	1455200	1187437	1267045	1408129
Вироблення тепла, Гкал	76008,620	63524,882	67713,475	36507,029	46176,450	75767,637
Середньомісячна температура, °С	-7	-5	3	12	5	3
Неопалювальний період						
Місяць	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень
Витрата електроенергії, кВт·год	483549	305017	300288	343348	310620	334027
Вироблення тепла, Гкал	16464,265	7218,766	8071,455	7538,459	7244,638	10014,822
Середньомісячна температура, °С	13	18	24	25	27	20

3.2 Визначення функціональної залежності між енергетичними показниками

Враховуючи те, що коефіцієнт кореляції виявився досить великим, розглядалося лінійне рівняння множинної регресії:

$$W_i = x \cdot Q_i + y \cdot T_i + z, \quad (3.3)$$

де x, y, z – коефіцієнти рівняння регресії;

Коефіцієнти a, b, c , знаходяться за методом найменших квадратів:

$$S(x; y; z) = \sum_{i=1}^n (W_i - x \cdot Q_i - y \cdot T_i - z)^2 \rightarrow \min,$$

де n – об'єм використаних статистичних даних.

У результаті тотожних перетворень отримана система рівнянь:

$$\begin{aligned} x \sum_{i=1}^n Q_i^2 + y \sum_{i=1}^n Q_i T_i + z \sum_{i=1}^n Q_i &= \sum_{i=1}^n Q_i W_i; \\ a \sum_{i=1}^n Q_i T_i + b \sum_{i=1}^n T_i^2 + c \sum_{i=1}^n T_i &= \sum_{i=1}^n T_i W_i; \\ x \sum_{i=1}^n Q_i + y \sum_{i=1}^n T_i + zn &= \sum_{i=1}^n W_i. \end{aligned} \quad (3.4)$$

Для оцінок параметрів рівняння регресії використані метеодані Запорізького обласного центру з гідрометеорології за 2021 рік по м. Запоріжжя. Кількість спостережень $i = 366$. Спостереження проводились у денний час з інтервалом 3 години. Оброблені результати спостережень наведені у табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати обробки даних за 2021 р.

$i =$ 1...366	Q_i	Q_i^2	T_i	T_i^2	W_i	W_i^2	$Q_i \cdot T_i$	$Q_i \cdot W_i$	$T_i \cdot W_i$
Σ	367192,1	$1,34 \cdot 10^{11}$	5713	32638369	10239271	$1,05 \cdot 10^{14}$	$2098 \cdot 10^6$	$3,7598 \cdot 10^{12}$	$58496 \cdot 10^6$

У результаті підстановки числових значень у систему рівнянь (3.4) маємо:

$$X := \begin{pmatrix} 1.3483 \cdot 10^{11} & 2.0978 \cdot 10^9 & 367192.119 \\ 2.0978 \cdot 10^9 & 32638369 & 5713 \\ 367192.119 & 5713 & 365 \end{pmatrix} \quad Y := \begin{pmatrix} 3.7598 \cdot 10^{12} \\ 5.8497 \cdot 10^{10} \\ 10239271 \end{pmatrix}$$

$$Z := X^{-1} \cdot Y \quad Z = \begin{pmatrix} 9.49 \\ 1182.57 \\ 0.12 \end{pmatrix}$$

Рішення системи дає шукані оцінки: $x = 9,49$; $y = 1182,57$; $z = 0,12$.

У результаті одержимо рівняння множинної регресії виду:

$$W_i = 9,49 \cdot Q_i + 1182,57 \cdot T_i + 0,12. \quad (3.5)$$

За отриманим рівнянням множинної регресії (3.5) можна побудувати графік залежності витрачаємої електричної енергії від виробляємої теплової енергії та середньої температури навколишнього середовища. Цей графік зображено на рисунку 3.2.

З графіку на рисунку 3.2 можливо визначити як зміниться споживання електричної енергії при зміні вироблення теплової енергії або при зміні температури навколишнього середовища.

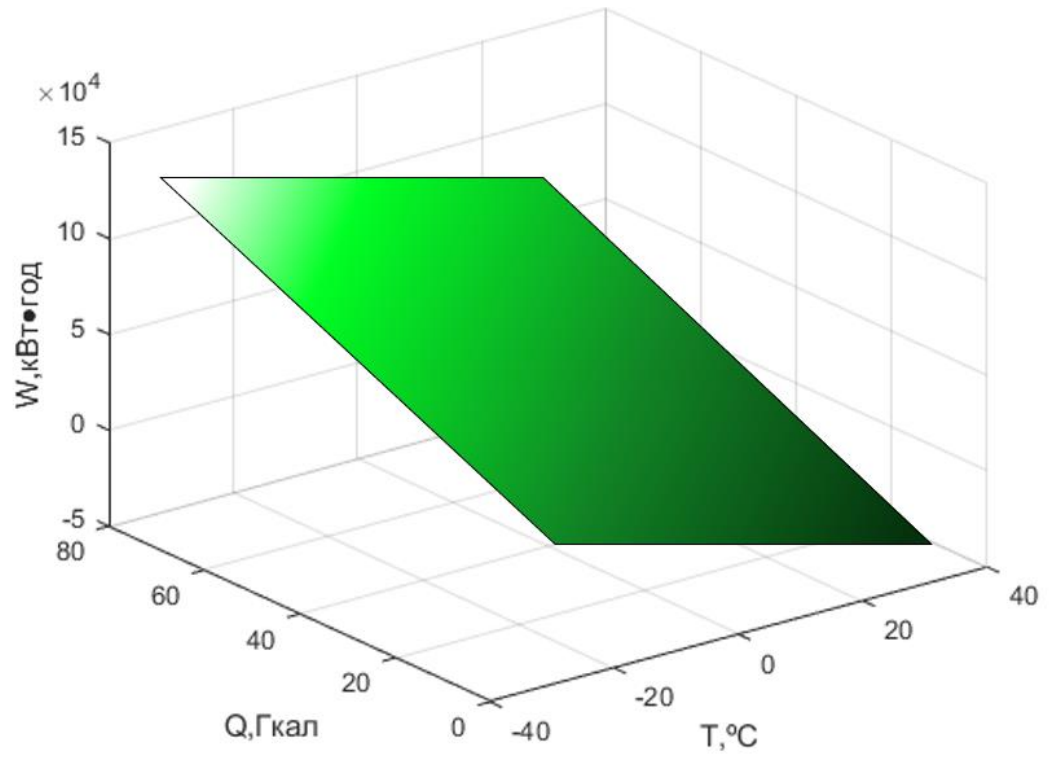


Рисунок 3.2 – Графік енергетичної залежності

4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ КОТЕЛЬНІ

4.1 Структура складових вартості теплової енергії

Вартість теплової енергії складається з:

- виробнича собівартість;
- адміністративні витрати;
- витрати на збут;
- інші операційні витрати;
- фінансові витрати.

Співвідношення складових вартості теплової енергії зображено на рисунку 4.1.

Виробнича собівартість складається з прямих матеріальних витрат, прямих витрат на оплату праці, загальновиробничих витрат інших прямих витрат.

У свою чергу виробничі витрати складаються з:

- витрати на паливо;
- витрати на електроенергію;
- витрати на холодну воду для підігріву;
- витрати на воду для технологічних потреб;
- витрати на матеріали, запасні частини та ін. матеріальні ресурси.

Співвідношення складових вартості теплової енергії зображено на рисунку 4.2.

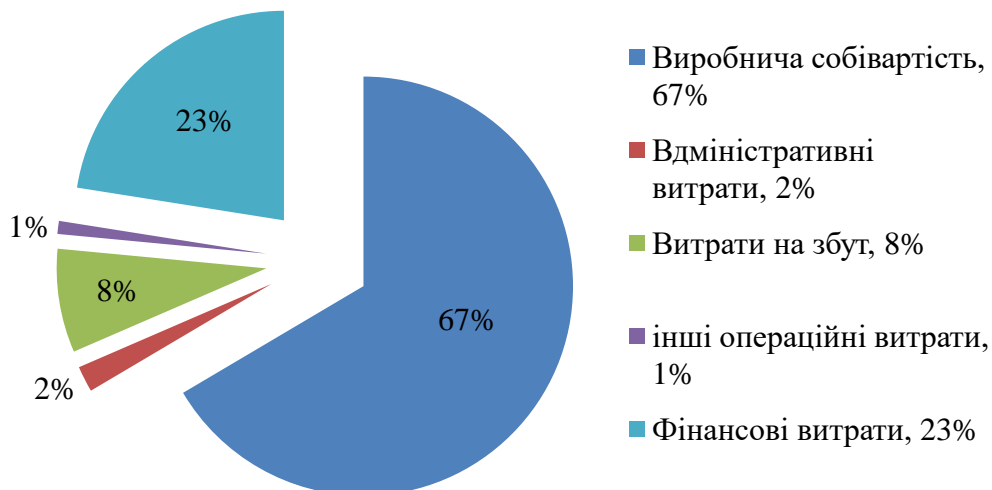


Рисунок 4.1. Вартість теплової енергії

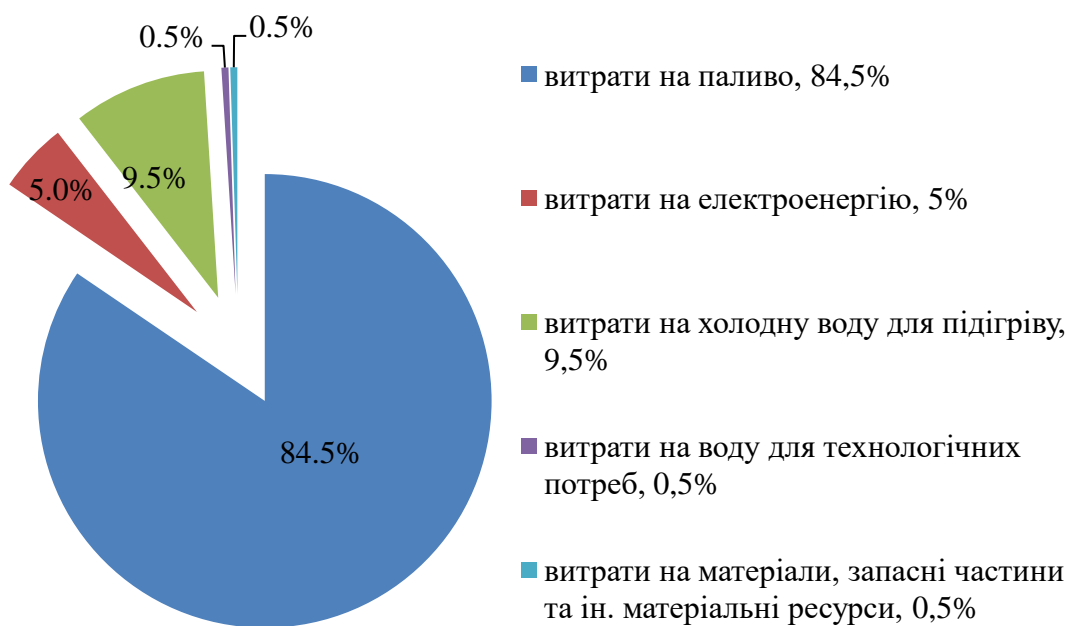


Рисунок 4.2. Виробничі витрати

Вартість теплової енергії можна виразити рівнянням:

$$C_{те} = C_{вир} + C_{адм} + C_{зб} + C_{фін} + C_{ін} . \quad (4.1)$$

Таким чином виробничі витрати складають:

$$C_{вир} = C_n + C_{еe} + C_{хвп} + C_{хвт} + C_{мат} . \quad (4.2)$$

З виразу 4.2. видно, що однією із складових вартості теплової енергії є електрична енергія, тому можна сказати, що вартість теплової енергії напряду залежить від електричної.

4.2 Зниження втрат

В умовах ринкової економіки роль і значення зниження собівартості продукції різко зростає, оскільки це дозволяє:

- збільшити прибуток, що залишається у розпорядженні підприємства, а отже, створити можливості не лише для простого, але і для розширеного відтворення;
- поліпшити матеріальне стимулювання працівників, краще вирішувати соціальні завдання;
- поліпшити фінансовий стан підприємства;
- понизити ціни на свою продукцію, тим самим підвищити її конкурентоспроможність і збільшити долю на ринку збуту.

Зниження собівартості залежить від цілого ряду чинників, які можна умовно розділити на дві групи:

- внутрішньовиробничі — чинники, на які підприємство може зробити дію в процесі управління; передусім, це застосування передової

техніки і технології, поліпшення організації виробництва і праці, мотивація високопродуктивної праці та ін.;

- позавиробничі — це чинники, на які підприємство не може зробити безпосередній вплив : ціни на сировину, тарифи на паливо і електроенергію, ставки податків і відрахувань, природні умови та ін.

Для зниження собівартості теплової енергії було встановлено компенсаційні конденсаторні установки. Строк їх окупності дорівнює:

$$T_{ок} = \frac{K_0}{B_e} . \quad (4.3)$$

де, K_0 – капітальні вкладення, тис.грн;

B_e – річна економія, тис.грн;

Для визначення капітальних вкладень необхідно скористатися виразом:

$$K_0 = B_{об} + B_a . \quad (4.4)$$

де, $B_{об}$ – вартість обладнання, тис.грн;

B_a – амортизаційні витрати, тис.грн.

Амортизаційні витрати дорівнюють:

$$B_a = \frac{B_{об} \cdot H_a}{100\%} . \quad (4.5)$$

де, H_a – норма амортизації, яка дорівнює 15 %.

Таким чином, амортизаційні витрати, тис.грн:

$$B_a = \frac{380 \cdot 15}{100\%} = 57 .$$

Капітальні вкладення дорівнюють, тис.грн:

$$K_0 = 380 + 57 = 437 .$$

Річна економія складається зі зекономленої електричної енергії та ціни на неї:

$$B_e = \Delta W_p \cdot C_0 . \quad (4.6)$$

де, ΔW_p – економія втрат в трансформаторах, кВт·год;

C_0 – вартість електричної енергії, грн.

Економія втрат в трансформаторах розраховується за формулою:

$$\Delta W_p = (\Delta P_{m.бкку} - \Delta P_{m.кку}) \cdot 8760 , \quad (4.7)$$

де, $\Delta P_{m.бкку}$ – втрати в трансформаторах без встановлених ККУ, кВт;

$\Delta P_{m.кку}$ – втрати в трансформаторах зі встановленими ККУ, кВт.

Таким чином, економія втрат в трансформаторах дорівнює, кВт·год:

$$\Delta W_p = (175,97 - 128,53) \cdot 8760 = 415574,5 .$$

Річна економія дорівнює, тис.грн.:

$$B_e = 415574,5 \cdot 2,45 = 1018157,52 = 1018 .$$

Виходячи з розрахунків, термін окупності компенсаційних конденсаторних установок дорівнює:

$$T_{OK} = 437 / 1018 = 0,43 \text{ року.}$$

ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі проведено аналіз шляхів покращення роботи промислових енергетичних установок котельні.

1. Проведено розрахунок електричних навантажень. В результаті чого, виявлено, що максимальне розрахункове навантаження дорівнює 3334,37 кВ·А, а максимальний струм дорівнює 329,81 А.

2. Розраховано втрати електричної потужності в силових трансформаторах. в результаті чого, виявлено, що в літній період втрати складають 170,36 кВт, а в зимній період складають 544,37 кВт. Така різниця обумовлюється тим, що взимку задіяно суттєво більше електричного обладнання через необхідність виробляти більшу кількість теплової енергії на опалення.

3. Розраховано зниження втрат завдяки застосуванню методу компенсації реактивної потужності. Завдяки встановленню чотирьох компенсаційних конденсаторних установок втрати електричної потужності склали в літній період 160,31 кВт, а в зимній 506,77 кВт.

4. Проведено кореляційний аналіз. В результаті чого, виявлено, що витрата електричної енергії напряму залежить від вироблення теплової енергії. Розрахований коефіцієнт кореляції дорівнює 0,98, що є досить великим показником залежності.

5. Знайдене рівняння множинної регресії між виробленням теплової енергії, споживанням електричної енергії та температурою навколишнього середовища. Це рівняння являє собою вираз $W_i = 9,49 \cdot Q_i + 1182,57 \cdot T_i + 0,12$. За цим рівнянням побудовано графік залежності енергетичних показників.

6. Розглянуто структуру складових вартості теплової енергії. Визначено, що відсоткова частка електричної енергії у вартості теплової енергії складає 3%.

7. Розраховано річну економію завдяки встановленню компенсаційних конденсаторних установок для компенсації реактивної потужності. Вона складає 415,5 тис.кВт·год, або 1018 тис.грн.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. 1. Концерн «Міські теплові мережі». [Електронний ресурс] / teploseti. – Режим доступу : \WWW/ URL: <http://www.teploseti.zp.ua/ua/>. Заголовок з екрану.
2. Ковалко, М.П., Енергозбереження – пріоритетний напрямок державної політики України [Текст] / М. П. Ковалко, С. П. Денисюк // Відповід. ред. А.К. Шидловський. – Київ : УЕЗ, 1998. – 506 с.
3. Чепурний М. М. Теплові розрахунки парогенераторів / М. М. Чепурний, Д. В. Степанов, Є. С. Корженко. – Вінниця : ВНТУ, 2005. – 154 с.
4. Чепурний М. М. Розрахунки тепломасообмінних апаратів / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко. – Вінниця : ВНТУ, 2006. – 130 с.
5. Ткаченко С. Й. Розрахунки теплових схем і основи проектування джерел теплопостачання / С. Й. Ткаченко, М. М. Чепурний, Д. В. Степанов. – Вінниця : ВНТУ, 2005. – 137 с.
6. Варламов Р. Б., Любчик Р. М., Маляренко С. А. Теплоенергетичні установки та екологічні аспекти виробництва енергії: Підручник. – К: ІВЦ "Політехніка", 2003. – 232 с.
7. Шувалов Г.А. О Дополнительный материал к статье «Как компании уменьшит затраты на электроэнергию» // Журнал «Генеральный директор» – 2011. – №5. – с.6.
8. Липкин, Б.Ю. [Текст]: Электроснабжение промышленных предприятий и установок (4-е издание, 1990) / Липкин Б.Ю – М.: Высшая школа, 1990. -367с.
9. Зайцев, Е.П. [Текст]: Теория вероятностей и математическая статистика. Базовый курс с индивидуальными заданиями и решениями типовых вариантов / Зайцев Е.П. Учебно-методическое пособие. – Кременчуг: Изд-во Кременчуг, 2005. – 484 с.

10. Айвазян, С.А. [Текст]: Прикладная статистика: Исследование зависимостей: Справ. Изд. / С.А. Айвазян, И.С. Енюков, Л.Д. Мешалкин; под ред. С.А. Айвазяна. – М.: Финансы и статистика, 1985. – 487 с., ил.
11. Лукомский, Ф.И. [Текст]: Теорія кореляції і її застосування до аналізу виробництва / Лукомский Ф.И. - М.: Госстатиздат, 1958. - 120 с.
12. Адлер, Ю.П [Текст]: Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Адлер Ю.П. и др. – М.: Наука, 1971. – 322 с.
13. Гуров, А. М. [Текст]: Автоматизация технологических процессов / Гуров А. М., Починкин С.М. - М.: Высшая школа, 1979. - 380 с.
14. Датчик температуры наружного воздуха для прибора, работающего по отопительному графику. [Текст] : А.С. № 555294 // Открытия, изобретения. - 1977. - № 15. – 5с.
15. Емельянов, А.И [Текст] :. Проектирование систем автоматизации технологических процессов / Емельянов А.И., Капник Р.В. - М.: Энергоатомиздат, 1983. - 399 с.
16. Автоматика и автоматизация систем теплогоснабжения и вентиляции [Текст] :/ [Калманов А.А., Кувшинов Ю.Я., Романова С.С., Щелкунов С.А.]. - М.: Стройиздат, 1986. - 479 с.
17. Туркин, В.П. [Текст]: Автоматическое управление отоплением жилых зданий/ Туркин В.П., Туркин П.В., Тищенко В.Д. - М.: Стройиздат, 1987. - 188 с.
18. Автоматизированные системы теплоснабжения и отопления. [Текст] :/ [Чистович С.А., Аверьянов В.В., Темпель Ю.Я., Быков С.И.] - Л.: Стройиздат, 1987. - 248 с.
19. Чистович, С.А. [Текст]: Автоматизация установок и систем теплоснабжения и отопления / Чистович С.А. - М.: Стройиздат, 1964. - 179 с.
20. Временная типовая методика определения экономической эффективности осуществленных природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды [Текст] : / - М.: Экономика, 1986. – 48 с.

21. Галиев, А.В. [Текст] : Программно - целевое развитие населенных мест / Галиев А.В., Минчук В.И. - Ташкент: Узбекистан, 1985. – 56 с.

22. Волеваха, М.М. [Текст] : Энергетические ресурсы климата Украины / Волеваха М.М., Гойса Н.И. – К.: Наук. думка, 1967. – 132 с.

23. Рекомендации по проектированию, монтажу и эксплуатации систем горячего водоснабжения [Текст] / КиевЗНИИЭП. – М.: Стройиздат, 1985. – 112 с.