USAID FROM THE AMERICAN PEOPLE | MUNICIPAL ENERGY REFORM IN UKRAINE

MUNICIPAL ENERGY REFORM PROJECT (MER)

METHODOLOGY OF ENERGY AUDITS IMPLEMENTATION IN MERP PARTNER CITIES

February 2014
This document was produced for review by the United States Agency for International Development (USAID).
It was prepared by IRG – a wholly owned subsidiary of *Engility* Corporation, for the Municipal Heating Reform Project in Ukraine.

MUNICIPAL ENERGY REFORM PROJECT (MER)

Methodology of energy audits implementation in MERP partner cities

AWARD NO: IDIQ# AID-OAA-I-13-00015
Task Order: AID-121-TO-13-00006

February 2014

This document was made possible through support provided by the U.S. Agency for International Development. The author's views expressed in this publication do not necessarily reflect the views of the United States Agency for International Development or the United States Government.

ЗМІСТ

1. Стислий опис 4
2. Нормативні посилання 6
3. Перелік скорочень 7
4. Загальні положення 8
5. Основні етапи проведення ЕА 10
6. Форма надання результатів проведених ЕА 111
7. ЕА системи теплопостачання населеного пункту 133
   7.1. Вступ 133
   7.2. Вихідні дані для ЕА 144
   7.3. Попередній аналіз вихідних даних з опитувальних листів 155
   7.4. Інструментальне обстеження 188
      7.4.1. Система паливоспоживання 188
      7.4.2. Система електроспоживання 199
      7.4.3. Система водоспоживання 20
      7.4.4. Генерація та відпуск теплової енергії 211
   7.5. Обробка та аналіз отриманої інформації 222
      7.5.1. Аналіз існуючого стану системи контролю та обліку ПЕР 222
      7.5.2. Регресійний аналіз витрат ПЕР на генерацію/транспорт теплової енергії ... 244
      7.5.3. Формування балансів використання ПЕР 278
      7.5.4. Аналіз ефективності роботи котельних агрегатів 311
      7.5.5. Аналіз ефективності роботи основних електроприймачів 477
      7.5.6. Аналіз ефективності роботи систем ХВП 543
      7.5.7. Аналіз ефективності системи розподілення та споживання теплової енергії 61
8. ЕА системи водопостачання та водовідведення населеного пункту 698
   8.1. Вступ 698
   8.2. Вихідні дані для ЕА 709
   8.3. Попередній аналіз вихідних даних з опитувальних листів 70
   8.4. Інструментальне обстеження 70
      8.4.1. Система приготування питної води 70
      8.4.2. Система водопостачання 71
      8.4.3. Система водовідведення 72
   8.5. Обробка та аналіз отриманої інформації 72
      8.5.1. Аналіз існуючого стану системи контролю та обліку ПЕР 72
      8.5.2. Формування балансів використання ПЕР 72
      8.5.3. Аналіз ефективності роботи насосних агрегатів 743
9. ЕА системи зовнішнього освітлення населеного пункту 80
   9.1. Вступ 80
   9.2. Вихідні дані для ЕА 80
   9.3. Попередній аналіз вихідних даних з опитувальних листів 80
   9.4. Інструментальне обстеження 81
   9.5. Обробка та аналіз отриманої інформації 81
      9.5.1. Аналіз існуючого стану системи контролю та обліку ПЕР 81
      9.5.2. Формування балансів використання електроенергії 82
      9.5.3. Аналіз ефективності роботи зовнішнього освітлення 82
10. Розрахунок викидів CO_2 86
      10.1.1. 30 897
      10.1.2. 4 897
11. Розробка та ТЕО заходів з підвищення енергоефективності 91
Перелік використаних джерел 92

1. СТИСЛИЙ ОПИС

Енергозбереження є ключовим аспектом реформування та розвитку народного господарства України та підвищення конкурентоспроможності вітчизняної економіки. Кінцевою метою політики енергозбереження є зниження енергетичних та загальних витрат виробництва товарів та послуг.

Першим кроком у реалізації програми енергозбереження є проведення енергетичного аудиту.

В рамках реалізації Проекту USAID «Муніципальна енергетична реформа в Україні (МЕР)» планується виконати енергетичні аудити систем теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнього освітлення населених пунктів-партнерів Проекту.

Енергетичний аудит включає оцінку поточного стану надання комунальних послуг комунальними підприємствами (теплопостачання, водопостачання/водовідведення, вуличне освітлення). Цей аналіз має на меті дослідити технічні та фінансові варіанти, що підвищать ефективність систем комунальних послуг, що надаються комунальними підприємствами, а також вивчити фінансову самоокупність проектів.

Результати енергетичних аудитів будуть включені до Плану дій сталої енергетики (ПДСЕ) для підготовки базового сценарію розвитку, а також альтернативних сценаріїв. Пріоритетні інвестиційні проекти, визначені енергетичним аудитом, стануть основою для інвестиційних програм міст, що будуть фінансуватися МФО, комерційними банками та інвесторами.

Методика розроблена для використання енергоаудиторами – місцевими партнерами компанії IRG, що реалізує Проект «МЕР» в Україні, в процесі проведення енергетичних аудитів систем теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнього освітлення населених пунктів-партнерів Проекту «МЕР».

Методика визначає:

1. <u>мету та завдання енергетичного аудиту;</u>

Головною метою проведення ЕА, що визначається даною Методикою, є розробка комплексних програм заходів з підвищення енергоефективності систем теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнього освітлення населених пунктів, впровадження яких дозволить суттєво знизити рівень споживання ПЕР, зменшити викиди парникових газів та поліпшити фінансове становище підприємств комунальної енергетики населених пунктів-партнерів Проекту «МЕР».

Завданнями ЕА систем теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнього освітлення населених пунктів-партнерів Проекту «МЕР» є:

- визначення загального стану підприємств, що надають вищенаведені послуги, його основних підрозділів та технологічних процесів як споживачів ПЕР;
- аналіз витрат коштів на ПЕР у собівартості послуг та енергоємності послуг;
- аналіз ефективності використання ПЕР об’єктами ЕА;
- вимірювання/розрахунок та аналіз втрат ПЕР;
- формування та аналіз балансів споживання ПЕР;
- оцінка потенціалу енергозбереження;
- розробка та ТЕО заходів з підвищення енергоефективності;
- оцінка об’ємів викидів CO_2 до та після впровадження ЗПЕ
- оцінка наявності та ефективності функціонування СЕМ, рекомендації щодо впровадження/вдосконалення СЕМ.

2. **<u>основні етапи проведення енергетичного аудиту:</u>**

❖ **експертне й документальне обстеження підприємств комунальної енергетики населених пунктів:**

- збір та аналіз технічної, експлуатаційної й фінансової документації, що стосується технологічної й організаційної структури підприємств, складу, основних характеристик і режимів роботи устаткування й мереж, споживання ПЕР;
- визначення структури витрат на надання послуг (теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнє освітлення), структури витрат на виробничу діяльність, оцінка обсягів та динаміки споживання ПЕР;
- аналіз характеру та закономірностей споживання ПЕР окремими об'єктами ЕА та/або підприємствами в цілому з використанням математичного апарату регресійного аналізу;

❖ **інструментальне обстеження систем теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнього освітлення населених пунктів:** проведення вимірювань параметрів фактичних режимів роботи енергетичного обладнання об'єктів ЕА;

❖ **аналіз ефективності використання ПЕР:**

- аналіз результатів інструментального обстеження режимів роботи об'єктів ЕА;
- формування енергетичних балансів використання ПЕР;
- аналіз техніко-економічної ефективності існуючих систем теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнього освітлення з визначенням фактичних обсягів, джерел і причин виникнення невиправданих втрат ПЕР;
- розробка й техніко-економічне обґрунтування заходів з підвищення енергоефективності;
- оцінка об'ємів викидів CO_2 до та після впровадження ЗПЕ;
- підготовка та презентація звіту за результатами виконання робіт з ЕА систем теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнього освітлення населених пунктів-партнерів Проекту «МЕР».

3. **<u>вимоги до оформлення результатів проведеного енергетичного аудиту.</u>**

Звіт з ЕА має включати в себе:

- титульний лист із зазначенням виконавців;
- зміст;
- перелік умовних позначень, символів, скорочень та термінів;
- вступ;
- висновки та рекомендації енергоаудиторів;
- опис систем (теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнє освітлення);
- результати інструментального обстеження;
- аналітичну частину;
- заходи з підвищення енергоефективності, їх ТЕО,
- розрахунок зниження викидів CO_2;
- додатки.

Методика передбачає впровадження єдиної системи проведення енергетичного аудиту підприємств, що надають послуги з теплопостачання, водопостачання/водовідведення та електропостачання в населених пунктах в рамках реалізації Проекту «МЕР».

2. НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

Методика складена з використанням наступних нормативних документів:

1. Закон України «Про енергозбереження».
2. Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність».
3. Закон України «Про закупівлю товарів, робіт і послуг за державні кошти».
4. Закон України «Про теплопостачання».
5. Закон України «Про благоустрій населених пунктів».
6. ДСТУ 2155-93 Енергозбереження. Методи визначення економічної ефективності заходів енергозбереження.
7. ДСТУ 2339-94 Енергозбереження. Основні положення.
8. ДСТУ 2420-94 Енергоощадність. Терміни та визначення.
9. ДСТУ 2804-94 Енергобаланс промислового підприємства. Загальні положення. Терміни та визначення.
10. ДСТУ 3008-95 Документація. Звіти у сфері науки і техніки. Структура і правила оформлення.
11. ДСТУ 3176-95 (ГОСТ 30341-96) Енергозбереження. Методи визначення балансів енергоспоживання гірничими підприємствами.
12. ДСТУ 3581-97 (ГОСТ 30517-97). Методи вимірювання та розрахунку теплоти згорання палива.
13. ДСТУ 3682-98 (ГОСТ 30583-98) Енергозбереження. Методика визначення повної енергоємності продукції, робіт та послуг.
14. ДСТУ 3755-98 Енергозбереження. Номенклатура показників енергоефективності та порядок їхнього внесення у нормативну документацію.
15. ДСТУ 4713:2007 Енергозбереження. Енергетичний аудит промислових підприємств. Порядок проведення та вимоги до організації робіт;
16. ДСТУ 4714:2007 Енергозбереження. Паливно-енергетичні баланси промислових підприємств. Методика побудови та аналізу;
17. ДСТУ 4715:2007 «Енергозбереження. Системи енергетичного менеджменту промислових підприємств. Склад та зміст робіт на стадіях розроблення та впровадження».
18. ДБН В.2.3-5-2001, розділ 7 «Зовнішнє освітлення».
19. ДБН В.2.5-28-2006, Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення, розділ «Зовнішнє освітлення міських і сільських поселень».
20. ДБН В.2.5-23-2010, «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення».
21. ДБН 13.2.3-5-2001. Вулиці та дороги населених пунктів. К.: 2001, 50с.
22. ДБН В.2.5-23:2010, «Проектування електрообладнання об’єктів цивільного призначення».
23. Правила улаштування електроустановок. Розділ 6. Електричне освітлення (друга редакція).
24. DIN 13201 EN "Дорожнє освітлення". "Частина 1: Вибір освітлення класу освітлення".
25. Правила користування електричною енергією, затверджені постановою НКРЕ від 17 жовтня 2005р. № 910.
26. Типова методика «Загальні вимоги до організації та проведення енергетичного аудиту», затверджена НАЕР наказом №56 від 20.05.2010.
27. Методичні рекомендації з розроблення енерго- та екологоефективних схем теплопостачання населених пунктів України, затверджені Наказом Мінбуду України від 26.04.2006р. №147.

3. ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

У цій методиці застосовано такі основні познаки та скорочення:

ВЕР – вторинні енергоресурси;
ГВП – гаряче водопостачання;
ГРЩ – головний розподільчий щит;
ДС – джерела світла;
ЕА – енергетичний аудит;
ЕВЕР – ефективність використання енергетичних ресурсів;
ЗО – зовнішнє освітлення;
ЗПЕ – захід з підвищення ефективності;
ЗТМ – зовнішні теплові мережі;
ІТП – індивідуальний тепловий пункт;
ІТПГВП – індивідуальний тепловий пункт гарячого водопостачання;
КВПіА - контрольно-вимірювальні прилади і автоматика;
ККД – коефіцієнт корисної дії;
КНС – каналізаційна насосна станція;
КОС – каналізаційна очисна споруда;
МЕР (MERP) - проект «Муніципальна енергетична реформа в Україні»
МФО – міжнародні фінансові організації
НС – насосна станція
ПГ – парникові гази
ПЕБ – паливно-енергетичний баланс;
ПЕР – паливно-енергетичні ресурси;
ППУ – пінополіуретанові (трубопроводи попередньо ізольовані);
ПРА – пускорегулювальний апарат;
СЕМ – система енергетичного менеджменту;
ТДП - тягодутьові пристрої;
ТЕЦ – теплоелектроцентраль;
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
ТЕС – теплова електрична станція;
ТП – трансформаторна підстанція;
ТПУГВП – теплопідготувальна установка гарячої води;
ТПУМВ – теплопідготувальна установка мережної води;
ТЦ – теплоцентраль;
ЦТП – центральний тепловий пункт;
USAID - United States Agency for International Development, Агентство США з міжнародного розвитку.

4. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Головною метою проведення ЕА, що визначається даною Методикою, є розробка комплексних програм заходів з підвищення енергоефективності систем теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнього освітлення населених пунктів, впровадження яких дозволить суттєво знизити рівень споживання ПЕР, зменшити викиди парникових газів та поліпшити фінансове становище підприємств комунальної енергетики населених пунктів-партнерів Проекту «МЕР».

Завдання ЕА

Завданнями ЕА систем теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнього освітлення населених пунктів-партнерів Проекту «МЕР» є:

- визначення загального стану підприємств, що надають вищенаведені послуги, його основних підрозділів та технологічних процесів як споживачів ПЕР;
- аналіз витрат коштів на ПЕР у собівартості послуг та енергоємності послуг;
- аналіз ефективності використання ПЕР об’єктами ЕА;
- вимірювання/розрахунок та аналіз втрат ПЕР;
- формування та аналіз балансів споживання ПЕР;
- оцінка потенціалу енергозбереження;
- розробка та ТЕО заходів з підвищення енергоефективності;
- оцінка наявності та ефективності функціонування СЕМ, рекомендації щодо впровадження/вдосконалення СЕМ.

Основні принципи проведення ЕА

Основними принципами ЕА є:

- компетентність і об'єктивність виконавців ЕА;
- обґрунтованість висновків енергоаудиторів;
- достовірність і конфіденційність енергоаудиторської інформації;
- врахування досягнень науково-технічного прогресу, норм і правил технічної та екологічної безпеки, вимог Проекту «МЕР»;
- незалежність енергоаудиторів під час виконання ними енергетичних аудитів;
- відповідальність виконавців ЕА за організацію, проведення та якість ЕА.

Об'єкти ЕА

Об'єктами ЕА систем теплопостачання населених пунктів є:

- Джерела генерації теплової енергії:
  - котли;
  - тягодуттьові пристрої котлів;
  - мережні насоси;
  - підживлювальні насоси;
  - інші насоси;
  - теплообмінне встаткування;
  - установки хімічної підготовки води.
- Система транспорту теплової енергії:
  - магістральні й розподільні трубопровідні мережі;
  - центральні теплові пункти;
  - індивідуальні теплові пункти.
- Характерні для системи теплопостачання теплові вводи споживачів.
- Система контролю та обліку споживання ПЕР.
- Обладнання з регулювання споживання теплової енергії на теплових вводах споживачів.

Об'єктами ЕА систем водопостачання/водовідведення населених пунктів є:

- Джерела водопостачання:
  - насоси водозаборів;
- Система транспорту води:
  - магістральні й розподільні трубопровідні мережі;
  - резервуари запасу води;
  - підвищувальні насоси;
- Споживачі води.
- Система водовідведення:
  - каналізаційні насосні станції;
  - каналізаційні колектори;
  - станції очистки стоків;
- Система контролю та обліку споживання ПЕР.

Об'єктами ЕА систем зовнішнього освітлення населених пунктів є:

- Джерела живлення системи зовнішнього освітлення:
  - ввідні пункти;
  - ввідно-розподільні пункти;
  - головні розподільні щити
- Розподільні мережі живлення системи зовнішнього освітлення.
- Системи керування зовнішнім освітленням.
- Джерела світла.
- Система контролю та обліку споживання ПЕР.

5. ОСНОВНІ ЕТАПИ ПРОВЕДЕННЯ ЕА

Основними етапами ЕА є:

1. Експертне й документальне обстеження підприємств комунальної енергетики населених пунктів:

- збір та аналіз технічної, експлуатаційної й фінансової документації, що стосується технологічної й організаційної структури підприємств, складу, основних характеристик і режимів роботи встаткування й мереж, споживання ПЕР.
- визначення структури витрат на надання послуг (теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнє освітлення), структури витрат на виробничу діяльність, оцінка обсягів та динаміки споживання ПЕР.
- аналіз характеру та закономірностей споживання ПЕР окремими об’єктами ЕА та/або підприємствами в цілому з використанням математичного апарату регресійного аналізу.

2. Інструментальне обстеження систем теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнього освітлення населених пунктів:

- проведення вимірювань параметрів фактичних режимів роботи енергетичного обладнання об’єктів ЕА.

3. Аналіз ефективності використання ПЕР:

- аналіз результатів інструментального обстеження режимів роботи об’єктів ЕА.
- формування енергетичних балансів використання ПЕР.
- аналіз техніко-економічної ефективності існуючих систем теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнього освітлення з визначенням фактичних обсягів, джерел і причин виникнення невиправданих втрат ПЕР.
- розробка й техніко-економічне обґрунтування заходів з підвищення енергоефективності.
- підготовка та презентація звіту за результатами виконання робіт з ЕА систем теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнього освітлення населених пунктів-партнерів Проекту «МЕР».

6. ФОРМА НАДАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ПРОВЕДЕНИХ ЕА

Звіт з ЕА

Звіти за результатами проведення ЕА систем теплопостачання, водопостачання/ водовідведення та зовнішнього освітлення готують енергоаудитори – місцеві партнери компанії IRG, що реалізує Проект «МЕР» в Україні.

Звіт з ЕА має включати в себе:

- титульний лист із зазначенням виконавців;
- зміст;
- перелік умовних позначень, символів, скорочень та термінів;
- вступ;
- висновки та рекомендації енергоаудиторів;
- опис систем (теплопостачання, водопостачання/водовідведення та зовнішнє освітлення);
- результати інструментального обстеження;
- аналітичну частину;
- заходи з підвищення енергоефективності, їх ТЕО;
- розрахунок зниження викидів CO_2;
- додатки.

У вступі обґрунтовується необхідність проведення ЕА підприємства, вказуються джерело фінансування та учасники виконання роботи, відповідальні виконавці та учасники з боку замовника, терміни виконання договору.

В висновках та рекомендаціях стисло описуються ключові висновки енергоаудиторів щодо об’єктів ЕА, а також перелік пропонованих заходів з підвищення енергоефективності та їх ТЕО, що оформляється у вигляді зведених таблиць.

В описі систем даються відомості про об’єкти ЕА, їх основні технічні й енергетичні характеристики, обсяги надаваних послуг у натуральному і грошовому виразах.

Результати інструментального обстеження оформлюються у вигляді відповідних таблиць – протоколів вимірювань.

У аналітичній частині міститься аналіз ефективності використання ПЕР, баланси використання ПЕР, оцінка втрат ПЕР з зазначенням місця та причин виникнення невиправданих втрат та ін.

У розділі про заходи з підвищення енергоефективності наводяться ЗПЕ з їх описом, розрахунком економії енергії, грошових витрат, економічних показників ефективності їх впровадження.

У додатках до звіту наводяться матеріали, зібрані в процесі ЕА і представляють цінність для підприємства.

Презентація Звіту з ЕА

Презентація Звітів за результатами проведення ЕА повинна складатися з двох основних частин:

- результати аналізу стану споживання ПЕР;
- перелік запропонованих заходів з підвищення енергоефективності, їх ТЕО.

Результати аналізу стану споживання ПЕР надаються у вигляді стислої характеристики об'єкта, що споживає ПЕР, щодо ефективності використання ПЕР з наведенням:

- величини втрат ПЕР;
- балансу споживання ПЕР;
- основних напрямків економії ПЕР;

Перелік запропонованих заходів з підвищення енергоефективності подається у вигляді стислого опису кожного з заходів. Для кожного з заходів з підвищення енергоефективності під час презентації необхідно наводити:

- опис заходу;
- обсяг капіталовкладень, необхідних для впровадження;
- величини потенціалу економії ПЕР у натуральному та грошовому еквіваленті;
- термін простої окупності.

Під час презентації використовуються засоби мультимедіа та комп'ютерної техніки.

7. ЕА СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

7.1. Вступ

Ціллю енергетичного аудиту системи теплопостачання населеного пункту є побудова фактичного балансу використання теплової енергії від виробництва її на джерелах підприємств до розподілу між кінцевими споживачами.

Головними завданнями енергетичного аудиту системи теплопостачання населеного пункту є:

- Попередній аналіз вихідних даних з опитувальних листів;
- Інструментальне обстеження систем паливоспоживання, електроспоживання, водоспоживання, генерації тепла, транспортування та розподілу теплової енергії;
- Обробка та аналіз отриманої інформації.

На стадії попереднього аналізу вихідних даних найважливішим моментом є отримання вихідної інформації в максимально повному і достовірному вигляді. Після отримання вихідних даних згідно опитувальних листів, необхідно скласти зведену інформацію про систему теплопостачання з коротким описом її особливостей та основних параметрів, що дає загальне уявлення про систему теплопостачання в цілому.

Інструментальне обстеження систем паливоспоживання, електроспоживання, водоспоживання, генерації тепла, транспортування та розподілу теплової енергії повинно бути як візуальним так і обстеженням за допомогою штатних засобів вимірювальної техніки, які дозволяють фіксувати основні технічні параметри. Для фіксації додаткових параметрів використовуються портативні прилади.

Обробка та аналіз отриманої інформації включає:

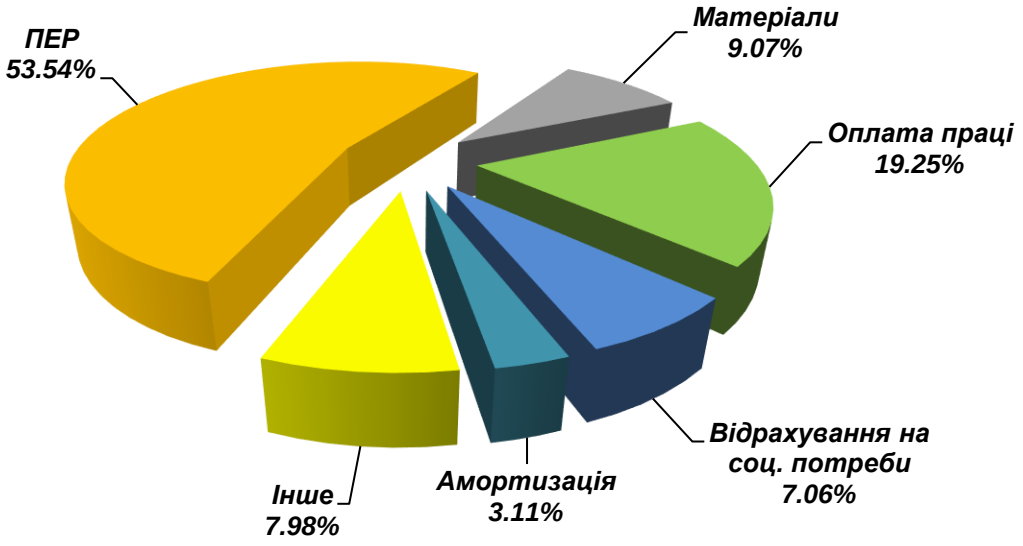
- аналіз існуючого стану системи контролю та обліку ПЕР;
- регресійний аналіз витрат ПЕР на генерацію/транспорт теплової енергії та побудова балансів використання ПЕР;
- аналіз ефективності роботи котельних агрегатів, основних електроприймачів, системи ХВП, теплових мереж та споживачів;
- формування переліку шляхів та засобів економії витрат ПЕР в системі теплопостачання;
- розроблення заходів з енергозбереження з їх техніко-економічним обґрунтуванням.

Обробка та аналіз системи теплопостачання населеного пункту дозволяє сформувати перелік шляхів та засобів економії витрат ПЕР та розробити заходи з енергозбереження з їх техніко-економічним обґрунтуванням.

Виробнича діяльність муніципальних підприємств централізованого теплопостачання передбачає використання таких паливно-енергетичних ресурсів, як паливо та електроенергія, для генерації, транспорту та розподілення теплової енергії споживачам на потреби опалення та ГВП.

Проведені енергетичні аудити багатьох підприємств централізованого теплопостачання показали, що частка платежів за ПЕР в загальній структурі собівартості надання послуги теплопостачання дуже значна.

Нижче, як приклад, наведена структура собівартості надання послуги теплопостачання одного з підприємств.



Мал.. 7.1. Приклад структури собівартості надання послуги теплопостачання підприємства

Таким чином, впровадження енергоефективних технологій використання ПЕР маютьнайважливіше значення для підприємств теплопостачання.

7.2. Вихідні дані для ЕА

Для виконання робіт з енергетичного аудиту систем теплопостачання енергоаудиторам необхідно отримати від теплопостачального підприємства наступну вихідну інформацію:

1. Договори з організаціями/підприємствами - постачальниками ПЕР, на підставі яких здійснюється постачання палива, електроенергії, води теплопостачальному підприємству.
2. Сертифікати фізико-хімічних параметрів палива.
3. Перелік джерел генерації теплової енергії, що знаходяться на балансі теплопостачального підприємства, із зазначенням їх технічних параметрів.
4. Склад та технічні характеристики основного енергетичного обладнання джерел генерації теплової енергії – котлів, насосного обладнання, систем ХВП, тощо.
5. Матеріальна характеристика мереж транспорту теплової енергії.
6. Характеристики та склад устаткування ЦТП, ІТП.
7. Розрахункові теплові навантаження на опалення, вентиляцію та ГВП споживачів теплової енергії.
8. Відомості про прилади комерційного і технічного обліку витрат ПЕР, встановлених для контролю та обліку споживання ПЕР структурними підрозділами підприємства.
9. Відомості про щомісячні (щодобові за визначений період) фактичні витрати ПЕР підприємством в цілому і його структурними підрозділами за три останні повні роки.
10. Відомості про щомісячні фактичні витрати коштів підприємства за споживання ПЕР за три останні повні роки.
11. Поточні тарифи на ПЕР на момент проведення енергетичного аудиту для техніко-економічного обґрунтування пропонованих до реалізації ЗПЕ.

Наведені відомості є необхідними для виконання робіт з енергетичного аудиту систем теплопостачання населених пунктів, але не обмежуються вищенаведеним списком. Під час роботи може виникати необхідність у додатковій інформації, що стосується режимів роботи, особливостей експлуатації окремого обладнання, відомостей про добові витрати ПЕР і т.д.

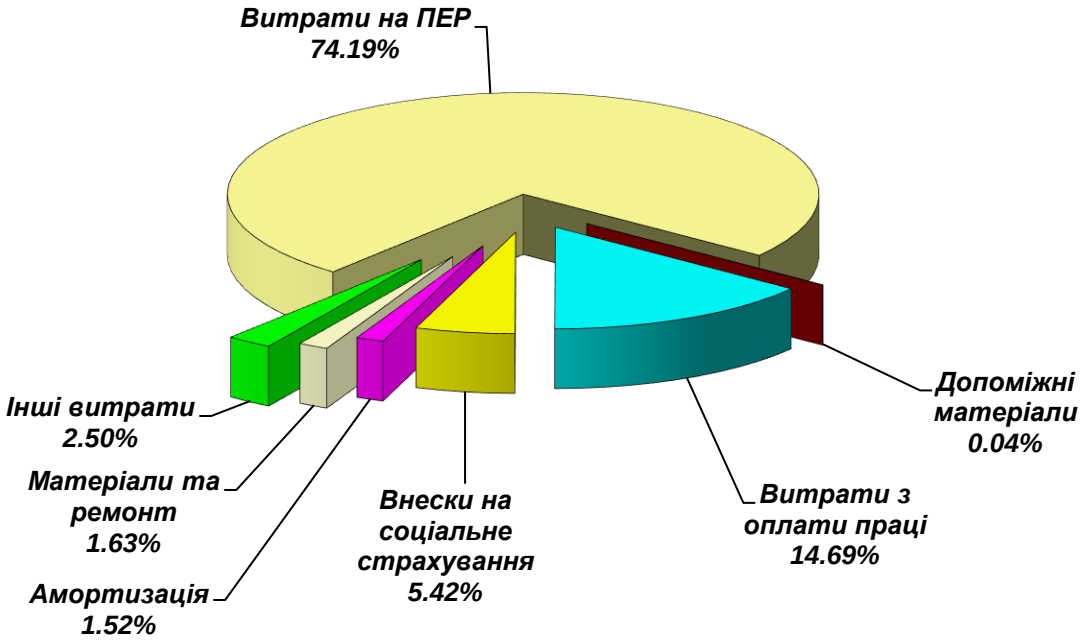
7.3. Попередній аналіз вихідних даних з опитувальних листів

Вихідні дані з опитувальних листів дозволяють енергоаудиторами скласти перше враження про теплопостачальне підприємство, ознайомитись зі структурою підприємства та номенклатурою ПЕР, що використовується, виділити найбільш енергоємні підрозділи, оцінити наявний склад основного технологічного обладнання і т.д. Вихідні дані також є підставою для розробки попереднього плану інструментального обстеження, його масштабу та виділення об'єктів інструментального обстеження.

Окрім вищевказаного, енергоаудитори на підставі вихідних даних проводять аналіз енергетичних витрат теплопостачального підприємства.

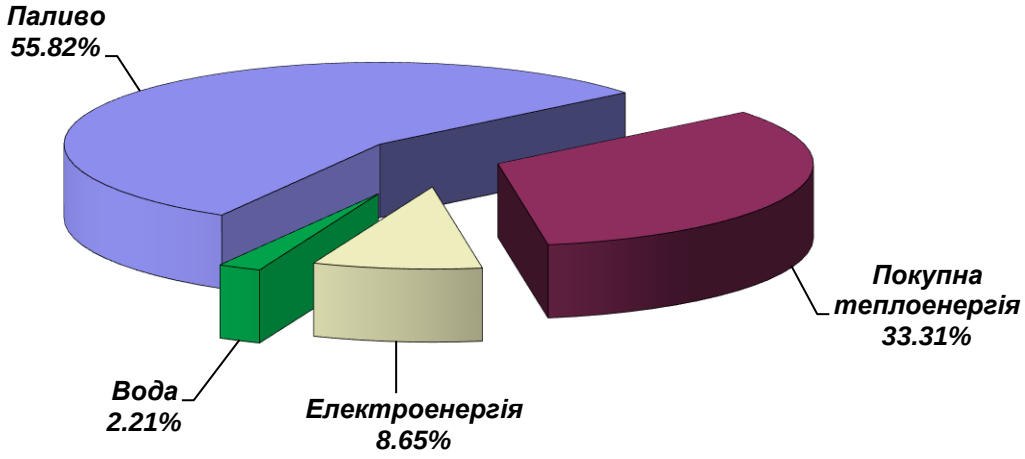
Основою для аналізу енергетичних витрат підприємства є структура собівартості надання послуги теплопостачання споживачам та статистичні дані про витрати ПЕР за три останні повні роки.

Нижче наведена структура собівартості надання послуги теплопостачання у графічній формі.



Мал. 7.2. Приклад структури собівартості надання послуги теплопостачання

Далі розглядається структура витрат підприємства на ПЕР.



Мал. 7.3. Приклад структури енергетичних витрат підприємства

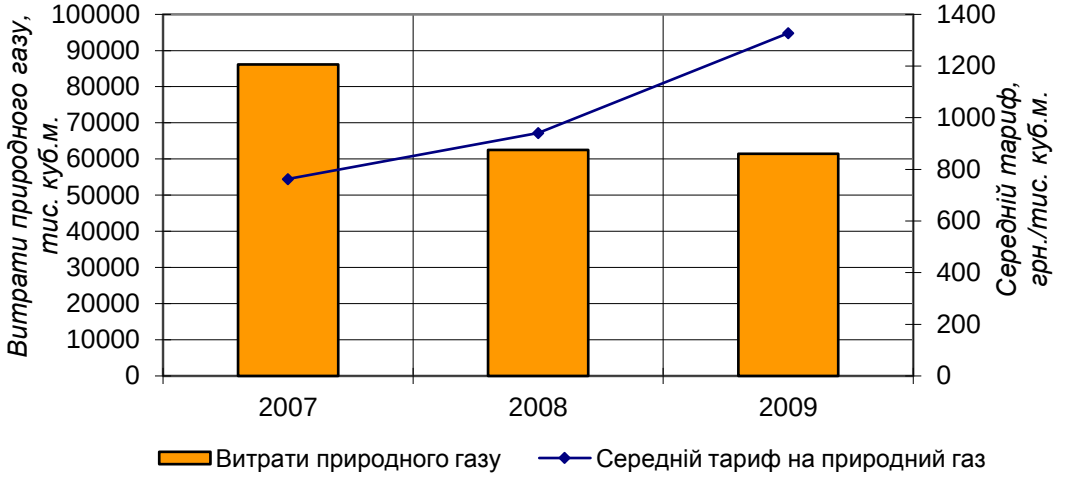
Енергоаудитори роблять висновки щодо ступеню енергоємності виробничої діяльності підприємства й визначають номенклатуру та найбільш значущі з позицій фінансових витрат види ПЕР.

Далі розглядається динаміка енергетичних витрат підприємства за період трьох останніх років в цілому та за окремими видами ПЕР.

Мал. 7.4. Приклад динаміки енергетичних витрат підприємства

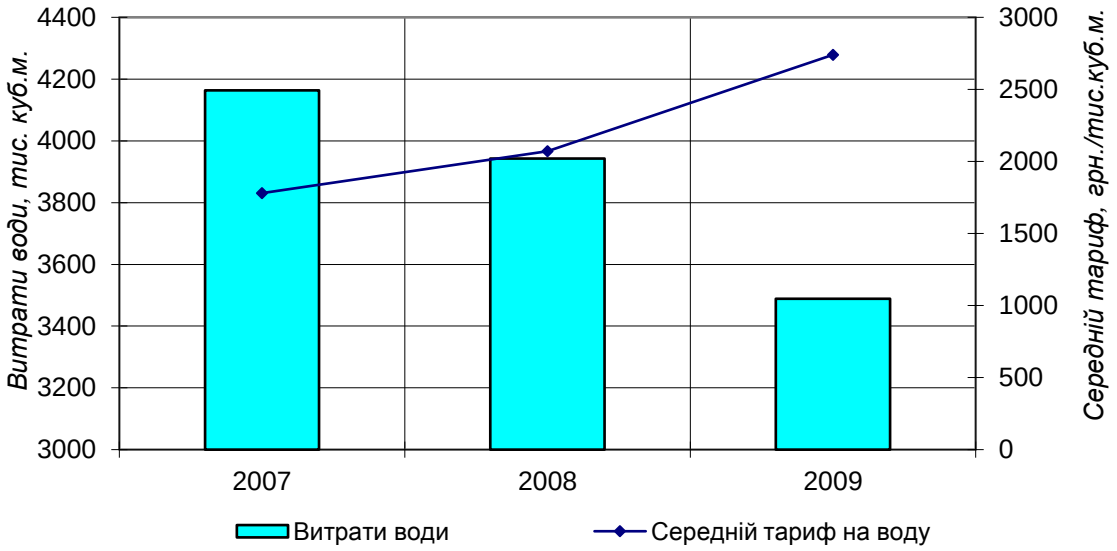
Енергоаудитори роблять висновки щодо характеру змінення енергетичних витрат підприємства, визначають види ПЕР, витрати на які найбільш впливають на зростання енергетичних витрат.

Далі розглядається динаміка витрат окремих видів ПЕР в натуральному виразі та динаміка змінення тарифів на ПЕР.



Мал. 7.5. Приклад динаміки зміни витрат природного газу та тарифів на його сплату

Мал. 7.6. Приклад динаміки зміни витрат електроенергії та тарифів на її сплату



Мал. 7.7. Приклад динаміки зміни витрат води та тарифів на її сплату

Енергоаудитори роблять висновки щодо факторів, які впливають на енергетичні витрати підприємства – об’єми витрат ПЕР та їх динаміка та/або тарифи на оплату ПЕР.

Аналіз енергетичних витрат, що проводиться енергоаудиторами, не обмежується вищенаведеним та може включати за необхідністю інші матеріали.

7.4. Інструментальне обстеження

7.4.1. Система паливоспоживання

Обладнанням теплопостачальних підприємств, що використовують паливо, є котельні агрегати.

Обстеження котельних агрегатів на котельнях і ТЕЦ проводиться як візуально, так і інструментально.

При *візуальному обстеженні* слід звертати увагу на технічний стан вузлів та елементів котельні:

- ✓ обмурівки котлоагрегатів, ізоляції трубопроводів гарячої води і арматури;
- ✓ економайзера (технічні показники, цілісність);
- ✓ підігрівача повітря (чистота трубок, техніко-економічні показники функціонування);
- ✓ топки (наявність відкритих лючків-вічок та люків, зашлакованість, режим горіння факела і т.і.);
- ✓ наявність газоаналізаторів для контролю режимів горіння палива;
- ✓ наявність автоматики процесу горіння.

Також перевіряється наявність режимних карт і здійснюється контроль ведення режимів по кожному котлу на предмет відповідності режимним картам та наявність присосів повітря в топкову камеру і газоходи. В основному на котельнях багатьох підприємств присутні режимні карти роботи котлів, але експлуатація самих котлів здійснюється за суб'єктивними поняттями чергового персоналу з відхиленнями від лінії оптимального режиму спалювання палива. Більшість котлоагрегатів на котельнях і навіть ТЕЦ не обладнані газоаналізаторами, які дозволяють контролювати наявність у димових газах вміст кисню O_2 і оксиду вуглецю CO, які характеризують повноту згоряння палива. Тому контроль над процесом спалюванням палива і оцінка щільності топкової камери і газоходів не здійснюються.

Як правило, з усіх видів палив, споживаних на котельнях комунальних підприємств, постійним обліком охоплений тільки природний газ, тому що даний облік є комерційним. Однак, у переважній більшості випадків комерційним обліком природного газу охоплена загальна витрата газу, який надходить на котельню. Технічний облік витрати природного газу по кожному з котлоагрегатів, як правило, відсутній.

Облік рідких палив (мазуту, дизпалива) і вугілля ведеться за звітною документацією при їх надходженні від постачальників за певний проміжок часу (не частіше одного разу на місяць).

Таким чином, споживання палива окремими котельними агрегатами неможливо виділити в загальній структурі споживання котелень. Тому проведення інструментального обстеження режимів роботи котлоагрегатів є важливим і необхідним етапом проведення енергетичного аудиту. Результати такого інструментального обстеження є *відправною точкою* аналізу ефективності використання палива на підприємстві .

Інструментальне обстеження роботи котелень і ТЕЦ проводиться з використанням штатних засобів вимірювальної техніки, встановлених на кожному котлоагрегаті, які дозволяють фіксувати основні технічні параметри роботи, а також з використанням портативних енергодіагностичних приладів, які дозволяють отримати додаткові значення параметрів, необхідних для проведення повного аналізу ефективності роботи обладнання.

До штатних засобів вимірювальної техніки відносяться прилади, що фіксують наступні параметри:

- Витрата природного газу на котел;
- Тиск природного газу до і після регулюючого клапана;
- Тиск природного газу перед пальниками;
- Температура природного газу;
- Тиск мазуту перед пальниками;
- Температура мазуту;
- Тиск повітря після дуттьового вентилятора;
- Тиск повітря перед пальниками;
- Температура повітря перед пальниками;
- Розрідження в топці котла;
- Розрідження після котла;
- Температура вихідних газів перед димососом;
- для водогрійних котлів:
  - ✓ витрата мережної води;
  - ✓ тиск мережної води до і після водогрійного котла;
  - ✓ температура мережної води до і після котла.

Основними портативними енергодіагностичними приладами є:

- портативний газоаналізатор;
- ультразвуковий витратомір рідини;
- інфрачервоний пірометр.

Інструментальне обстеження проводиться обов'язково в присутності супроводжуючої особи, *з дотриманням всіх правил техніки безпеки*, із застосуванням засобів індивідуального захисту.

7.4.2. Система електроспоживання

У переважній більшості випадків на теплопостачальних підприємствах організований лише комерційний облік витрат електричної енергії (крім ТЕЦ, де існує досить розвинена система технічного обліку електроенергії). Споживання електричної енергії окремими електроприймачами неможливо виділити внаслідок відсутності відповідних приладів технічного обліку електроенергії. Тому проведення інструментального обстеження режимів роботи електроприймачів котелень та ЦТП є важливим і необхідним етапом проведення ЕА. Результати такого інструментального обстеження є відправною точкою аналізу ефективності використання електроенергії на потреби генерації та транспорту теплової енергії. Основними електроприймачами систем теплопостачання є:

- тягодуттьові пристрої котлів (ТДП);
- мережні насоси;
- підживлювальні насоси;
- конденсатні насоси;
- насоси робочої рідини, вакуумні насоси (у випадках використання вакуумних деаераторів);
- насоси вихідної (сирої) води;
- підвищувальні насоси холодної води;
- циркуляційні насоси ГВП;
- системи штучного освітлення.

Інструментальне обстеження проводиться з використанням портативних засобів вимірювальної техніки, що дозволяють фіксувати основні електричні параметри роботи електроприймачів. Такими приладами є реєстратори/аналізатори електричної енергії та електровимірювальні кліщі-ватметри.

Методи виконання вимірювань в одно- і трифазній електричній мережі проілюстровані за допомогою мал. 7.8.

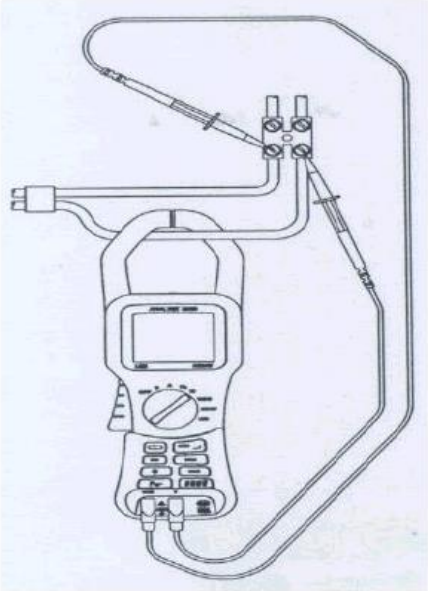


Рис. 3-Измерение однофазной мощности (P,Q, S, W, cos φ)

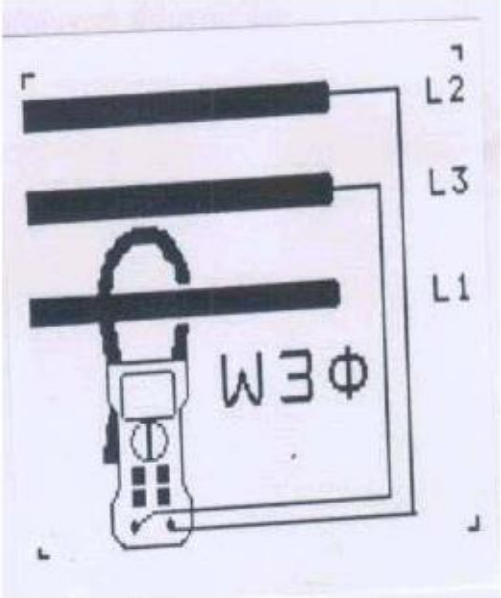


Рис. 4-Измерение трехфазной мощности (P, Q, S, W,cos φ)

Мал. 7.8. Методи виконання вимірювань параметрів роботи електроприймачів

Інструментальне обстеження проводиться обов'язково в присутності супроводжуючої особи, виділеної з складу виробничо-технічного персоналу підприємства (як правило - черговий електрик) і з дотриманням всіх правил техніки безпеки, із застосуванням засобів індивідуального захисту.

Як правило, необхідним є вимірювання наступних параметрів роботи електроприймачів з робочою напругою 0,4 кВ:

- активна потужність;
- реактивна потужність;
- повна потужність;
- коефіцієнт потужності.

Для розрахунків значень потужності, що споживається електроприймачами з робочою напругою 6 кВ, необхідно провести вимірювання значень робочого струму і напруги. Потужність, що споживається електроприймачами, визначається за формулою:

$$P_{ел} = \sqrt{3} \cdot V_л \cdot I_л \cdot \cos\varphi \cdot 10^{-3}, кВт \qquad (7.1)$$

де : Рел - електрична потужність, кВт;
Vл - лінійна напруга двигуна, В;
Іл - лінійний струм двигуна, А;
cos φ - коефіцієнт потужності (приймається за паспортними даними).

Крім вимірювань електричних параметрів роботи електроприймачів для подальшого аналізу ефективності використання електричної енергії необхідно також фіксувати неелектричні параметри роботи технологічних агрегатів. Зокрема, для аналізу ефективності використання електроенергії на потреби насосів необхідно зафіксувати величини тиску рідини на вході і нагнітанні насосного агрегату, його поточну продуктивність, за наявності відповідних контрольно-вимірювальних приладів (манометри й витратоміри) .

7.4.3. Система водоспоживання

При обстеженні системи водоспоживання необхідно виконати наступний обсяг робіт:

- уточнення переліку споживачів води і водного балансу підрозділів підприємства;

– виявлення приладів обліку води, які не приведені в переліку приладів технічного обліку, збір статистичних даних на підставі показань даних приладів;
– вимірювання за необхідністю витрат води накладним витратоміром на трубопроводах з невизначеною витратою води. Фіксація показань технічних приладів обліку, для яких дані вимірювань на підприємстві не фіксуються. Складання при необхідності добового графіка споживання води;
– складання спрощених схем водопідготовки та водокористування підрозділів підприємства.
– збір інформації про тривалість терміну експлуатації трубопроводів, ємностей, технологічного обладнання (котли, теплообмінні апарати та ін.);
– збір інформації про наявні у підприємства програми розвитку системи водопостачання;
– збір даних про хімічний склад води, її вплив на трубопроводи та обладнання.

Зібраних даних має бути достатньо для обґрунтування програми енергозбереження підприємства.

7.4.4. Генерація та відпуск теплової енергії

Обстеження основного теплотехнічного обладнання ТПУМВ джерел генерації теплоенергії, ЦТП, теплових вводів здійснюється як візуально, так і за допомогою вимірювань.

При проведенні візуального обстеження слід звертати увагу на наступні аспекти:

1. Визначення відповідності принципових схем ТПУМВ до фактичному стану.
2. Наявність на головному щиті управління (або в операторній) температурного графіка відпуску теплової енергії.
3. Наявність і працездатність приладів обліку параметрів теплоносія (подавальний і зворотний трубопровід тепломережі, витрата теплоносія через котли , вода на підживлення), наявність індикації показань цих приладів, ступінь автоматизації та інтеграції засобів обліку в загальну систему управління, частота збору даних і вид документування інформації.
4. Наявність і працездатність регулюючої арматури (клапани лінії рециркуляції, регулятори рівня і температури в деараторах, регулятори температури на ТПУГВП, ІТПГВП та ін.)
5. Наявність і працездатність автоматики дотримання температурного графіка на ТПУМВ і ЦТП.
6. Наявність пристроїв погодного регулювання температури теплоносія.

При проведенні інструментального обстеження джерел генерації теплової енергії, ЦТП і теплових вводів використовуються штатні засоби вимірювальної техніки, що дозволяють фіксувати основні технічні параметри, і портативні прилади для фіксації додаткових параметрів.

Штатними засобами вимірювальної техніки є стаціонарні прилади, що фіксують такі параметри:

– Витрата теплоносія в подавальному трубопроводі, $м^3$/год;
– Витрата теплоносія в зворотному трубопроводі, $м^3$/год;
– Витрата води на підживлення системи теплопостачання , $м^3$/год;
– Температура теплоносія в подавальному трубопроводі, °С;
– Температура теплоносія в зворотному трубопроводі, °С;
– Температура підживлювальної води після деаератора, °С;
– Температура вихідної води на підживлення тепломережі, °С;
– Температура води на ГВП на виході з ТПУГВС, °С;
– Температура холодної води на потреби ГВП, °С;
– Температура мережевої води на виході з ТПУГВП,°С;

– Тиск води в подавальному трубопроводі, кгс/см^2;
– Тиск води в зворотному трубопроводі, кгс/см^2.

Перелік параметрів, необхідних для проведення аналізу ефективності роботи обладнання, може змінюватися в залежності від варіантів схемної обв'язки обладнання та його складу.

Основними портативними діагностичними приладами при проведенні обстеження роботи теплотехнічного обладнання є:

– тепловізор;
– ультразвуковий витратомір рідини;
– інфрачервоний пірометр.

Інструментальне обстеження проводиться обов'язково в присутності супроводжуючої особи, виділеної зі складу виробничо-технічного персоналу підприємства і з дотриманням всіх правил техніки безпеки, із застосуванням засобів індивідуального захисту.

При відсутності будь-якого із значень витрати мережної води в зовнішню мережу (G1, G2) , його можна визначити виходячи з рівняння:

$$G_1 = G_2 + G_{підж.} \qquad (7.2)$$

Фактичний відпуск теплової енергії в зовнішню тепломережу (Гкал/год.) визначається за рівнянням:

$$Q_ф = G_1 \times T_1 - G_2 \times T_2 - G_{підж.} \times \left(T_{підж.} - T_{х.в.}\right) \qquad (7.3)$$

Порівнювати значення фактичного годинного відпуску тепла слід з нормативним значенням, визначивши його перерахунком розрахункового приєднаного теплового навантаження на поточну температуру зовнішнього повітря:

$$Q^р_{норм} = (Q^р_{оп} + Q^р_{вент}) \times \frac{t^ф_{вн} - t^ф_{н.п.}}{t^р_{вн} - t^р_{н.п.}} + Q^{сер}_{гв} + Q^ф_{т.в} \qquad (7.4)$$

де: $Q^р_{оп}$ - розрахункове приєднане теплове навантаження системи на опалення, Гкал/год;

$Q^р_{вент}$ - розрахункове приєднане теплове навантаження системи на вентиляцію, Гкал/год;

$Q^{сер}_{гв}$ - розрахункове середньогодинне приєднане теплове навантаження системи на ГВС, Гкал/год;

$Q^ф_{т.в}$ - розрахункове значення нормативних теплових втрат з зовнішніх поверхонь трубопроводів ЗТМ і з нормативним витоком, у перерахунку на фактичні параметри температур теплоносія і зовнішнього повітря, Гкал/год.

У першому наближенні висновки про відповідність відпуску теплоенергії з колекторів джерела генерації теплової енергії можна робити без розрахунку величини нормативних теплових втрат (прийнявши їх на рівні 12 % від загального нормативного відпуску теплоенергії):

$$Q^р_{норм} = 1{,}12 \times \left[(Q^р_{оп} + Q^р_{вент}) \times \frac{t^ф_{вн} - t^ф_{н.п.}}{t^р_{вн} - t^р_{н.п.}} + Q^{сер}_{гв}\right] \qquad (7.5)$$

7.5. Обробка та аналіз отриманої інформації

7.5.1. Аналіз існуючого стану системи контролю та обліку ПЕР

Облік витрат енергоресурсів є однією з неодмінних умов для можливості керування енергоспоживанням підприємства (функціонування енергетичного менеджменту). Це відноситься рівною мірою до всіх енергоресурсів, що використовуються на підприємстві. Чим вище ступінь розвитку системи обліку ПЕР, тим ефективніше може бути організоване керування витратами ПЕР.

Система контролю й обліку витрат ПЕР підприємств містить у собі:

– Комерційний облік (для розрахунків з постачальниками ПЕР й субабонентами);

– Технічний облік (для контролю витрат ПЕР окремими технологічними агрегатами).

У більшості випадків на теплопостачальних підприємствах, із котельнями як джерелами генерації теплової енергії, організований тільки комерційний облік витрат ПЕР.

Аналіз системи обліку ПЕР необхідно проводити відповідно до наступних критеріїв:

- Наявність засобів обліку;
- Охоплення витрат ПЕР обліком;
- Технічний стан засобів обліку й відповідність метрологічним вимогам;
- Можливі рівні деталізації балансів використання ПЕР;
- Наявність автоматизації обліку ПЕР;
- Періодичність контролю показань засобів обліку;
- Первинна обробка інформації про витрати ПЕР.

І. Наявність засобів обліку

Відомості про встановлені на підприємстві засоби обліку витрат ПЕР представляють у вигляді таблиці, що наведена нижче.

Таблиця 7.1

Відомості про засоби обліку ПЕР

№	Місце встановлення приладів	Тип/марка	Об’єкт обліку	Інші відомості

ІІ. Охоплення витрат ПЕР обліком

Даний критерій характеризує ступінь оснащеності підприємства приладами обліку ПЕР - чи всі потоки ПЕР охоплені приладовим обліком, чи є об'єкти, витрата ПЕР яких визначається розрахунковим шляхом. У результаті робиться попередній висновок про достатність наявного парку приладів обліку, про необхідність встановлення додаткових приладів обліку.

ІІІ. Стан засобів обліку

Аналіз за даним критерієм являє собою перевірку відомостей про поточну працездатність приладів обліку ПЕР, про проведення своєчасної повірки даних приладів.

IV. Можливі рівні деталізації балансів

При впровадженні енергетичного менеджменту на підприємстві необхідною умовою є виділення обсягів витрат ПЕР джерелами генерації в загальній структурі підприємства. Деталізація витрат ПЕР до рівня окремих технологічних агрегатів, споживачів теплової енергії, бажана, оскільки більш глибокий і розгалужений технічний облік витрат ПЕР дозволяє підвищити ефективність функціонування енергетичного менеджменту. На підставі висновків за даним критерієм аналізу робиться висновок про доцільність встановлення додаткових приладів обліку для розвитку системи технічного обліку ПЕР.

V. Наявність автоматизації обліку ПЕР

Аналіз системи обліку за даним критерієм дозволяє охарактеризувати наявність і ступінь автоматизації процесу контролю й обліку витрат ПЕР й зробити висновок про обсяги подальших робіт зі створення на підприємстві автоматизованої системи контролю й обліку енергоресурсів. Критерій важливий для перспективи впровадження енергетичного менеджменту на підприємстві.

VI. Періодичність контролю показань засобів обліку

Уточнюються інтервали знімання показань лічильників витрат ПЕР. Критерій важливий для перспективи впровадження енергетичного менеджменту на підприємстві і визначення глибини структури й ступені вірогідності балансів використання ПЕР.

VII. Первинна обробка інформації про витрати ПЕР

Енергоаудиторами з'ясовується, чи використовує персонал підприємства показання приладів обліку ПЕР для аналізу споживання енергії, яким чином, з використанням якого програмного забезпечення, методик аналізу й т.д.

Результати аналізу існуючої системи контролю й обліку витрат ПЕР представляють у вигляді таблиці.

Таблиця 7.2

Аналіз існуючої системи обліку ПЕР на підприємстві

Критерії аналізу	Вид ПЕР (паливо, електроенергія, вода, теплова енергія)
Наявність засобів обліку	Є, Ні
Охоплення витрат ПЕР обліком	У відсотках
Стан засобів обліку	Працездатне, регулярна перевірка
Можливі рівні деталізації балансів	Підприємство ⇒ котельні, ЦТП, споживачі
Автоматизація процесу обліку	Є, Ні
Періодичність контролю показань засобів обліку	Щомісяця, щодоби
Первинна обробка інформації про витрати ПЕР	Є, Ні

Висновки:

На підставі проведеного аналізу робляться висновки про існуючий стан системи обліку ПЕР на підприємстві, ступень її оснащеності приладами обліку, їхній стан, використання показань, наявні недоліки і можливості її модернізації й розвитку.

7.5.2. Регресійний аналіз витрат ПЕР на генерацію/транспорт теплової енергії

Для того щоб адекватно оцінити характер енергоспоживання теплопостачального підприємства в цілому і його окремих структурних підрозділів (котельні, ЦТП, НС), необхідно розглянути динаміку зміни величини енергоспоживання об'єктами підприємства на досить тривалих часових відрізках. Для цього необхідно використовувати вихідну статистичну інформацію про витрати ПЕР, зокрема палива та електроенергії, за визначений період часу, а також інформацію про зміну величини фактора (факторів), які впливають на величину енергоспоживання.

Об’єктивним фактором, від котрого залежить витрата палива (природного газу) на котельнях підприємства для генерації теплової енергії, є фактична кількість *градусодіб* у році, бо необхідна кількість теплової енергії на потреби опалення та вентиляції обумовлена температурою зовнішнього повітря і необхідною температурою повітря у опалювальному приміщенні.

Градусодоба - це різниця між нормативною температурою повітря у опалювальному приміщенні та середньодобовою температурою зовнішнього повітря.

$$n = T^{р}_{пн} - T^{ср}_{зп}, \qquad (7.6)$$

де: n – фактична кількість градусодіб;

$T^{р}_{пн}$ - нормативна температура повітря у опалювальному приміщенні, +20 °С;

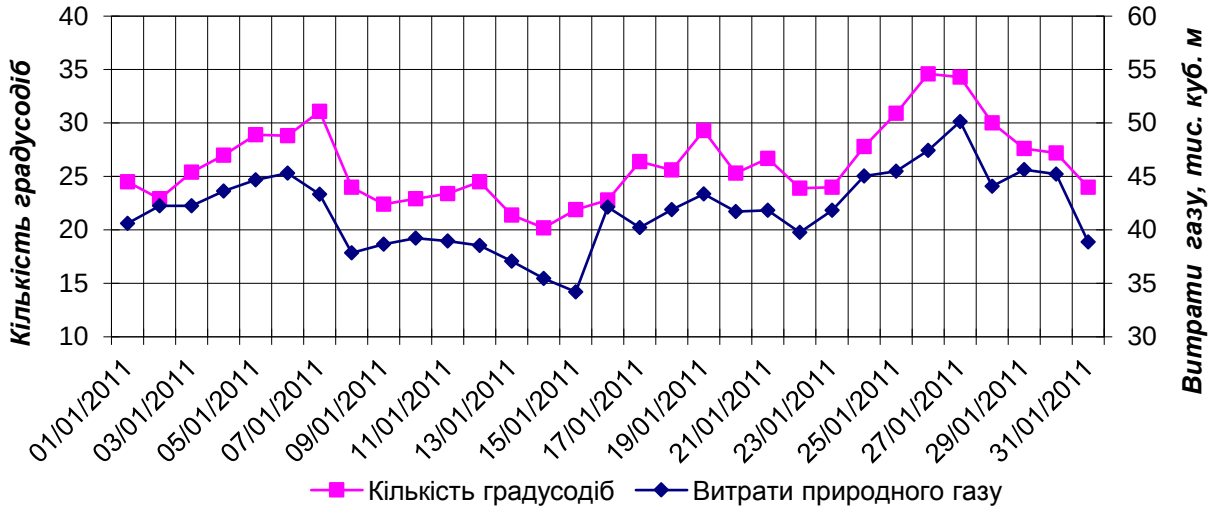
$T^{ср}_{зп}$ – фактична середньодобова температура зовнішнього повітря, °С.

Як правило, для побудови графіків, що ілюструють динаміку зміни величини споживання палива та електроенергії і зміни факторів, що впливають, використовують:

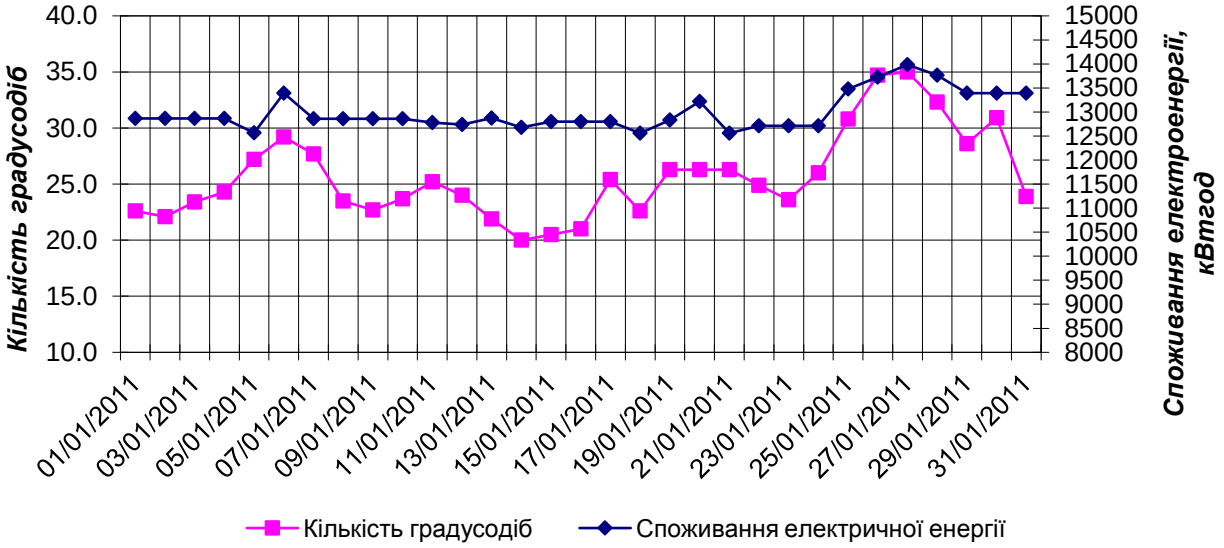
– відомості про щомісячні (щодобові) витрати палива та електроенергії обраним об'єктом (наприклад, котельнею) за один або кілька опалювальних сезонів;

– відомості про середньомісячні (середньодобові) температури зовнішнього повітря за той же період.

Нижче, на малюнках, наведені графіки, які ілюструють динаміку зміни величини споживання палива та електроенергії і зміни величини градусодіб.



Мал. 7.9. Динаміка споживання природного газу на котельні та змінення градусодіб за січень 2011 року



Мал. 7.10. Динаміка споживання електричної енергії на котельні та змінення кількості градусодіб за січень 2011 р.

Енергоаудиторам на підставі побудованих діаграм необхідно:

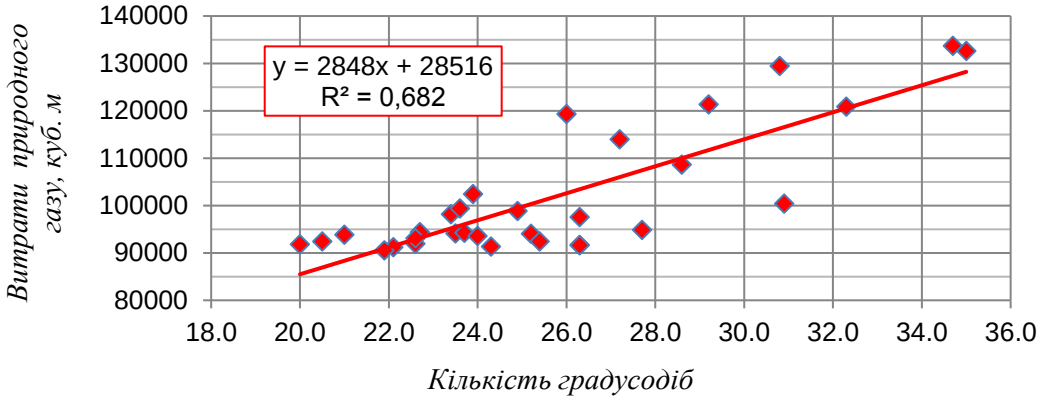
– усвідомити і дати опис характеру зміни величини споживання палива та електричної енергії - як вони змінюються з часом, відзначити періоди максимального і мінімального споживання, пояснити, чим вони обумовлені;
– порівняти характер зміни величини споживання палива та електричної енергії та зміни величини фактора, оцінити в першому наближенні наявність / відсутність взаємозв'язку між ними на окремих відрізках часового інтервалу;
– зробити попередні висновки про характер споживання палива та електричної енергії об'єктами, вибраними для аналізу.

Після цього слід дати кількісну оцінку взаємозв'язку між витратами палива та електроенергії й чинником (градусодобами).

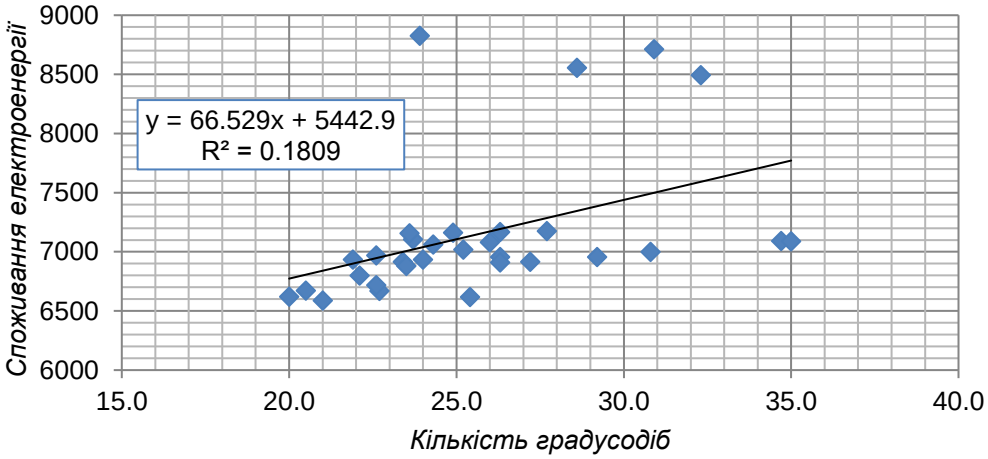
Кількісну оцінку взаємозв'язку між витратами ПЕР і градусодобами зручніше визначати, використовуючи математичний апарат регресійного аналізу, в основі якого лежить аналіз залежності попарних значень двох вибірок даних, одна з яких - величина споживання палива або електроенергії, друга вибірка - значення градусодіб.

Застосування регресійного аналізу дозволить одержати співвідношення між величиною споживання палива та електроенергії і кількістю градусодіб.

Приклади графіків залежності витрат палива або електроенергії від кількості градусодіб наведено нижче.



Мал. 7.11. Залежність споживання природного газу від градусодіб



Мал. 7.12. Залежність споживання електричної енергії на котельні від кількості градусодіб

Оскільки регресійний аналіз проводиться для деякого числа аналізованих об'єктів, то рівняння регресії і коефіцієнти детермінації для кожного з об'єктів зручно звести в таблицю.

Таблиця 7.2.

Результати регресійного аналізу

ТЕЦ, Котельня	Рівняння	R^2

Критерії, за якими можна судити, має місце взаємозв'язок між витратами палива та електроенергії і градусодобами, або він відсутній, такі:

- Значення коефіцієнта детермінації має бути $R^2 \geq R^2_{крит}$, де $R^2_{крит}$ визначається з таблиці (для $\alpha = 0,05$), наведеної нижче.
- Значення коефіцієнтів a і b в рівнянні У = a X + b має бути позитивним.

Другий критерій очевидний за змістом, так як при негативних коефіцієнтах a і b рівняння не має логічного сенсу.

Таблиця 7.3.

Критические значения R^2 для уровня значимости α, числа переменных (аргументов) *x* и количества опытов *n*

Уровень значимости		α = 0,1			α = 0,05			α = 0,01		
Число переменных *x*		1	2	3	1	2	3	1	2	3
Число опытов *n*	3	0,976			0,994			1,000		
	4	0,810	0,990		0,902	0,997		0,980	1,000	
	5	0,649	0,900	0,994	0,771	0,950	0,998	0,919	0,990	1,000
	6	0,532	0,785	0,932	0,658	0,864	0,966	0,841	0,954	0,993
	7	0,448	0,684	0,844	0,569	0,776	0,903	0,765	0,900	0,967
	8	0,386	0,602	0,759	0,499	0,698	0,832	0,696	0,842	0,926
	9	0,339	0,536	0,685	0,444	0,632	0,764	0,636	0,785	0,879
	10	0,302	0,482	0,622	0,399	0,575	0,704	0,585	0,732	0,830
	11	0,272	0,438	0,568	0,362	0,527	0,651	0,540	0,684	0,784
	12	0,247	0,401	0,523	0,332	0,486	0,604	0,501	0,641	0,740
	13	0,227	0,369	0,484	0,306	0,451	0,563	0,467	0,602	0,700
	14	0,209	0,342	0,450	0,283	0,420	0,527	0,437	0,567	0,663
	15	0,194	0,319	0,420	0,264	0,393	0,495	0,411	0,536	0,629
	16	0,181	0,298	0,394	0,247	0,369	0,466	0,388	0,508	0,598
	18	0,160	0,264	0,351	0,219	0,329	0,417	0,348	0,459	0,544
	20	0,143	0,237	0,316	0,197	0,297	0,378	0,315	0,418	0,498
	22	0,129	0,215	0,287	0,179	0,270	0,345	0,288	0,384	0,459
	24	0,118	0,197	0,263	0,164	0,248	0,317	0,265	0,355	0,426
	26	0,109	0,181	0,243	0,151	0,229	0,294	0,246	0,330	0,396
	28	0,101	0,168	0,2225	0,140	0,213	0,273	0,229	0,308	0,371
	30	0,094	0,157	0,210	0,130	0,199	0,256	0,214	0,289	0,349

За результатами проведеного регресійного аналізу енергоаудитор повинен зробити висновки:

1) чи має місце взаємозв'язок між витратами палива або електроенергії і кількістю градусодіб;
2) який рівень (на підставі значень коефіцієнта детермінації R^2) взаємозв'язку;
3) причини наявності / відсутності такого взаємозв'язку.

7.5.3. Формування балансів використання ПЕР

Баланси використання ПЕР (теплової енергії палива, електроенергії) теплопостачальних підприємств складається з приходу і витрати енергії.

Прихід енергії – енергія, отримана від енергосистеми та/або вироблена енергетичними установками підприємства (котли, турбіни). Облік приходу енергії здійснюється за показаннями штатних засобів вимірювальної техніки.

Видаткова частина балансу використання ПЕР містить в собі наступні статті витрат:

- витрати ПЕР на основні технологічні процеси і на потреби споживачів.
- непрямі витрати на основні технологічні процеси внаслідок їх недосконалості або порушення технологічних норм.
- витрати енергії на допоміжні потреби.
- втрати в елементах системи енергопостачання.
- відпуск енергії стороннім споживачам.

Залежно від специфіки об'єктів ЕА набір статей може бути різним, може бути відсутнім частина статей.

Завданням складання балансів використання ПЕР є:

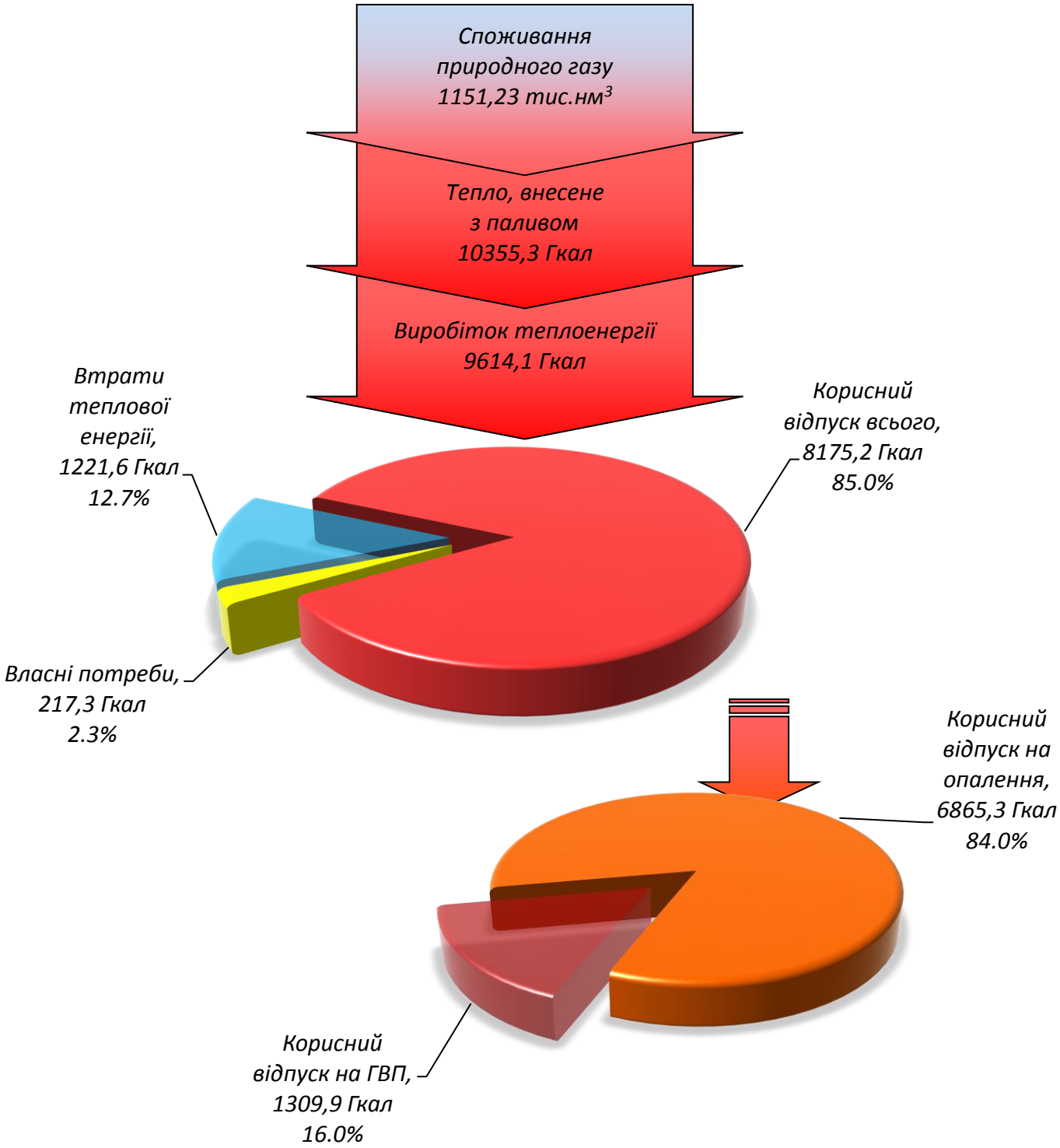
- визначення основних напрямків подальшого аналізу ефективності використання ПЕР (найбільш енергоємні об'єкти).
- виявлення можливості скорочення нераціональних витрат енергії шляхом проведення різних заходів з удосконалення технологічних процесів і зниження нераціональних допоміжних витрат.

Нижче наведені приклади графічної та табличної форм подання енергетичних балансів використання ПЕР.

Таблиця 7.4.

Добовий баланс електричної енергії, що споживається електрообладнанням котельні

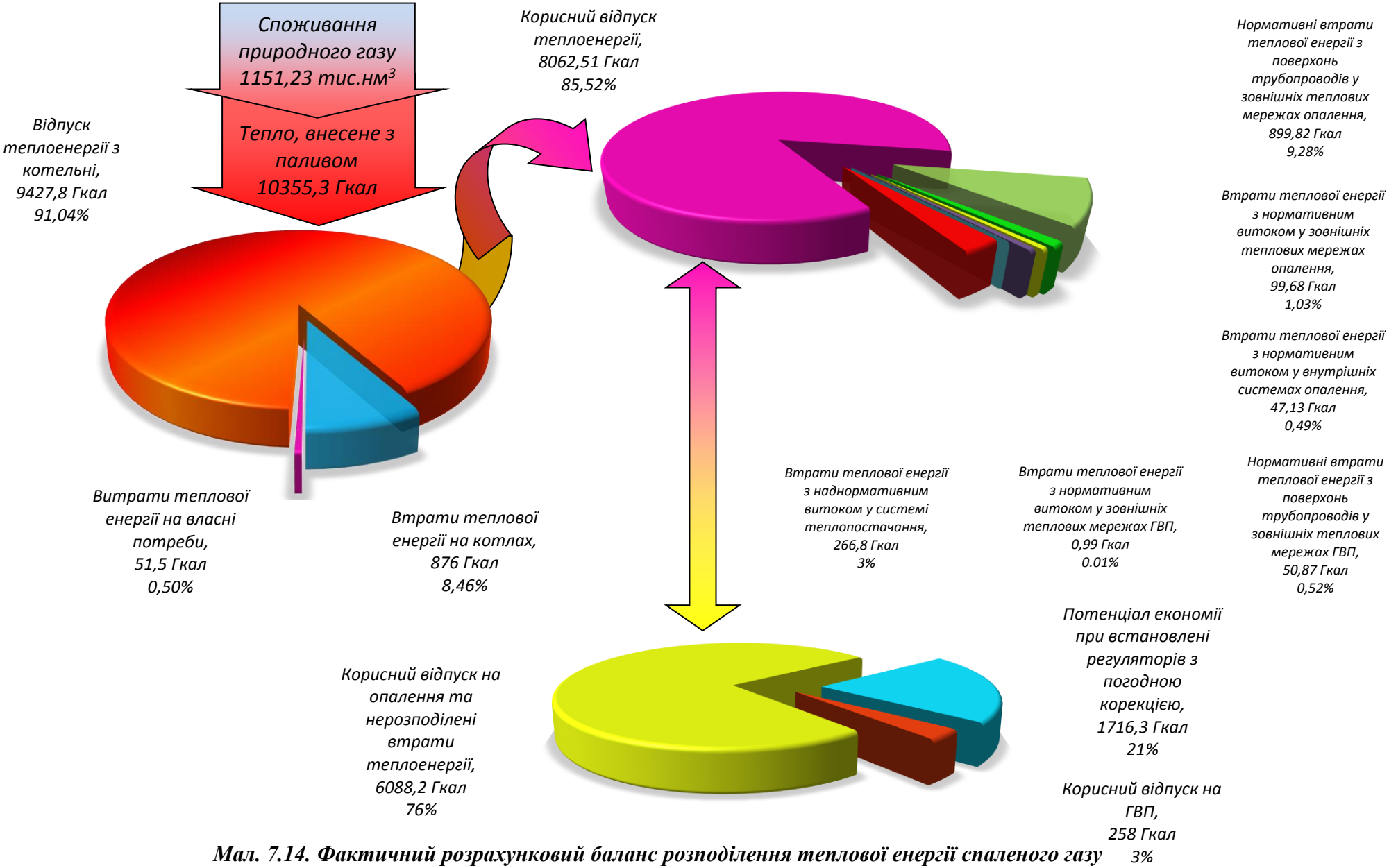
№ статті	Найменування статті	Електроенергія, кВт•год	Відносна частка, %
Котельня №1			
1.	**Прихід**		
1.1.	Стороннє джерело	3889	100
1.2.	Власне джерело	0	0
Разом:		3889	100
2.	**Витрата**		
2.1.	Мережні насоси	3403	87,5
2.2.	ТДМ	247	6,3
2.3.	Підживлювальні насоси	114	2,9
2.4.	Насоси робочої рідини	56	1,5
2.5.	Освітлення	64	1,6
2.6.	Інше	5	0,1



Мал. 7.13. Баланс розподілення теплової енергії спаленого газу за даними Підприємства

За результатами проведених розрахунків теплових втрат у мережах і на котлах, власних потреб теплоджерела, складається фактичний баланс розподілу теплової енергії спаленого палива..

Приклад фактичного теплового балансу за результатами аналізу ефективності роботи джерела генерації теплової енергії наведено нижче.



Мал. 7.14. Фактичний розрахунковий баланс розподілення теплової енергії спаленого газу

7.5.4. Аналіз ефективності роботи котельних агрегатів

Для розробки системи заходів щодо підвищення ефективності використання палива, насамперед, необхідно на підставі проведених інструментальних вимірювань визначити наявні втрати тепла.

Основний показник, який дозволяє оцінити ефективність використання палива на теплопостачальних підприємствах, є коефіцієнт корисної дії (ККД), який розраховується на підставі проведених інструментальних обстежень роботи котельних агрегатів.

Для визначення ККД котлоагрегатів застосовується прямий і непрямий методи (прямого і зворотного балансу).

ККД за прямим балансом

ККД котлоагрегатів для водогрійних котлів, які використовують у вигляді палива природний газ і мазут, визначається за наступною формулою:

$$\eta^{бр} = Q^{к}_{бр} \times 100 / Q^{п}, \%, \qquad (7.7)$$

де: $\eta\eta^{бр}$ – коефіцієнт корисної дії котлоагрегату брутто, %;
$Q^{к}_{бр}$ – теплопродуктивність котлоагрегату, Гкал/год.;
$Q^{п}$ – теплова енергія, внесена в топку котла при спалюванні палива, Гкал/год.

Теплова енергія, що виділяється при спалюванні палива, визначається за наступною формулою:

$$Q^{п} = Q^{р}_{н} \times B_{п} / 10^{6}, \text{ Гкал/год.}, \qquad (7.8)$$

де: $Q^{р}_{н}$ – нижча робоча теплота згоряння палива, ккал/м^3 для природного газу та ккал/кг для мазуту;
$B_{п}$ – витрата палива на котлоагрегат, м^3/год. для природного газу та кг/год. для мазуту;

Нижча робоча теплота згоряння береться за наданими підприємством сертифікатам фізико-хімічних параметрів палива (природного газу та мазуту).

Витрата природного газу береться за показаннями штатного приладу обліку з урахуванням корекції на його дійсну температуру і тиск при здійсненні інструментального обстеження згідно з розрахунковими даними , закладеним в коректор приладу обліку . Для визначення витрати мазуту використовуються витратні характеристики мазутних форсунок , складені при проведенні їх тарировки, або показання наявного стаціонарного приладу обліку.

Теплопродуктивність водогрійного котлоагрегату обчислюється за такою формулою:

$$Q^{к}_{бр} = Gв \times (i_{в1} - i_{в2}) / 10^{3}, \text{ Гкал/год}, \qquad (7.9)$$

де: Gв – витрата мережної води через котел, т/год;
$i_{в1}, i_{в2}$ – ентальпія мережної води до і після котла, ккал/кг.

Ентальпія мережної води визначається згідно з таблицями теплофізичних властивостей води і водяної пари по відповідним значенням тиску і температури.

ККД за зворотним балансом

Згідно з методом проф. Равича М. Б. ККД котлоагрегатів за зворотним балансом для котлоагрегатів, що працюють на природному газі і мазуті, визначається за наступною формулою:

$$\eta^{бр} = 100 - (q_2 + q_3 + q_5), \% \qquad (7.10)$$

де: q_2 – втрати тепла з відхідними газами;
q_3 – втрати тепла внаслідок хімічної неповноти згорання;
q_5 – втрати тепла в зовнішнє середовище.

Підраховуючи q_2 і q_3 за даними аналізу продуктів горіння і визначаючи q_5 можна скласти тепловий баланс роботи котла і визначити його ККД, не визначаючи витрати палива, його склад і теплотворну здатність.

Втрати тепла з відхідними газами

Основними втратами тепла при спалюванні палива є втрати з відхідними газами.

Втрати тепла з відхідними газами q_2 при спалюванні газоподібного та рідкого палива з надлишком повітря визначаються за формулою:

$$q_2 = (t_{в.г.} - \iota \times t_п) \times [C' + (h - 1) \times \beta \times K] \times 100 / t'_{max}, \%, \qquad (7.11)$$

де: $t_{в.г.}$ – температура відхідних газів, °С;

$t_п$ – температура повітря, що надходить на горіння, °С;

ι - коефіцієнт, що показує відношення об'єму повітря, помноженого на теплоємність повітря, до обсягу продуктів горіння, помноженому на теплоємність продуктів горіння (приймається для природного газу рівним 0,85, а для рідких палив - 0,9);

С' – відношення середньозваженої теплоємності нерозбавлених повітрям продуктів горіння в температурному інтервалі від 0° С до tв.г. до їх теплоємності в температурному інтервалі від 0° С до t'max (визначається згідно таблиці 7.6.);

h - коефіцієнт зміни обсягу сухих продуктів горіння в порівнянні з теоретичним об'ємом внаслідок розведення їх повітрям і неповнотою згоряння визначається за формулою:

$h = RO_2^{max} / RO_2$ – при відсутності хімнедопалу,

$h = RO_2^{max} / (RO_2 + CO + CH_4)$ – при наявності хімнедопалу;

β – коефіцієнт, що показує співвідношення обсягів сухих і вологих продуктів горіння у теоретичних умовах(Таблиця 7.7.);

К - відношення середньої теплоємності повітря в температурному інтервалі від 0° С до tух до теплоємності нерозбавлених повітрям продуктів горіння в температурному інтервалі від 0° С до t'max (визначається згідно таблиці 8.3.);

t'_{max} – жаровидатність палива, тобто максимально можлива температура, що розвивається при повному спалюванні палива в теоретично необхідному для горіння кількості повітря з урахуванням вмісту в ньому 1% вологи за вагою без підігріву повітря і палива, ° С (Таблиця 7.7.).

Втрати тепла з відхідними газами при спалюванні газоподібного та рідкого палива з дефіцитом повітря визначаються за формулою:

$$q_2 = (t_{в.г.} - \iota \times t_п) \times C' \times h \times 100 / t'_{max}, \%, \qquad (7.12)$$

Наведені формули з визначення втрат тепла з димовими газами при спалюванні мазуту справедливі при вмісті вологи від 0 до 2%. Якщо вміст вологи більше, то необхідно q_2 скорегувати шляхом множення на коефіцієнт, наведений нижче у таблиці.

Таблиця 7.5.

Вміст вологи у мазуті, %	Коефіцієнт
від 5 до 8	1,005
від 8 до 12	1,010
від 12 до 16	1,015

Таблиця 7.6.

Теплотехнічні характеристики палива, що застосовуються при розрахунках q_2 і q_3

Температура відхідних газів, $t_{в.г.}$, °С	Паливо з $t_{max} \geq 2000$°С з малою кількістю баласту		Паливо з $t_{max} = 1600 \div 1700$°С з великою кількістю баласту	
	С’	К	С’	К
100	0,820	0,77	0,83	0,79
200	0,830	0,78	0,84	0,79
300	0,840	0,79	0,86	0,80
400	0,860	0,80	0,87	0,81
500	0,870	0,81	0,88	0,83
600	0,880	0,82	0,90	0,83
700	0890	0,83	0,91	0,84
800	0,900	0,83	0,92	0,85
900	0,910	0,84	0,93	0,86
1000	0,920	0,85	0,94	0,87
1100	0,930	0,86	0,95	0,87
1200	0,940	0,86	0,96	0,88
1300	0,950	0,87	0,97	0,88
1400	0,960	0,88	0,98	0,89
1500	0,970	0,89	-	-
1600	0,975	0,89	-	-
1700	0,980	0,89	-	-
1800	0,985	0,90	-	-
1900	0,990	0,90	-	-
2000	0,995	0,90	-	-
2100	1,000	-	-	-

Таблиця 7.7.

Топливо	Жаровидатність, t_{max}. °С	β	$RO_{2макс}$ сухих продуктів горіння, %	Нижчатеплота ззгорання, Р, ккал/м^3
Водяний газ	2200	0,81	21	1130
Рідкий газ	2100	0,84	13,8	1000
Коксовий газ	2090	0,77	10,4	1080
Нафтопромисловий газ	2050	0,84	13,2	1000
Доменний газ	1470	0,97	25,0	600
Нефтезаводской газ	2130	0,85	14	1015

Мазута	2110	0,88	16,5	960
Бензин	2080	0,88	14,8	960
Дизельне паливо	2100	0,88	15,4	975
Природний газ	2100	0,81	11,8	1000
Вугілля АШ	2140	0,95	20,2	870

Коефіцієнт надлишку повітря

Коефіцієнт надлишку повітря α є відношення кількості повітря, фактично поданого в топку, до теоретично необхідному для горіння кількості повітря.

Найбільш точно коефіцієнт надлишку повітря підраховується за «азотною» формулою, яка має вигляд:

$$\alpha = N_2 / [N_2 - 3{,}76 \times (O_2 - 2CH_4 - 0{,}5CO - 0{,}5H_2)], \qquad (7.13)$$

де: N_2, O_2, CH_4, CO и H_2 – вміст у продуктах горіння відповідно азоту, кисню, метану, оксиду вуглецю і водню, %.

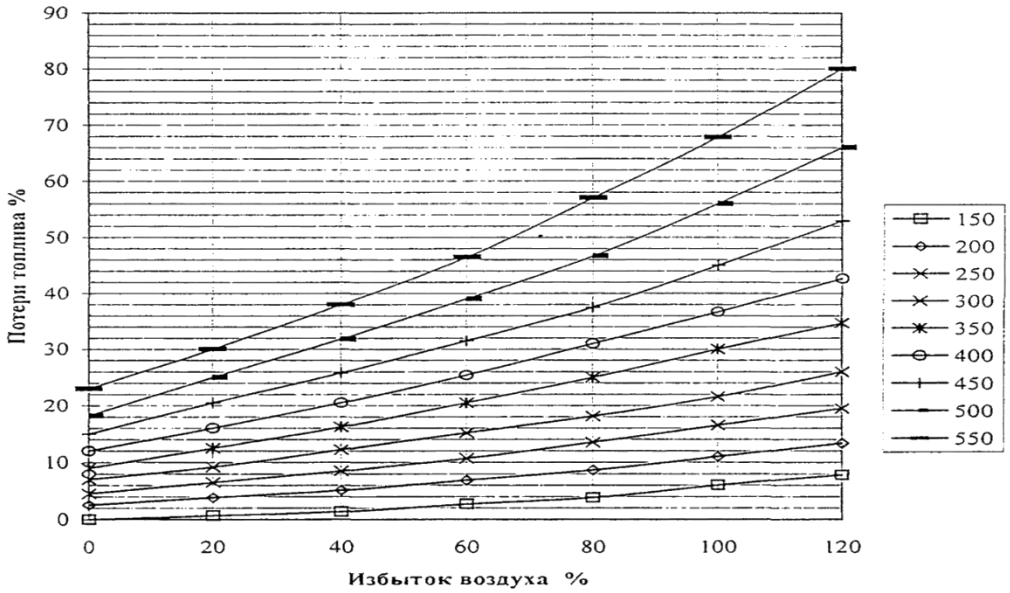
Оскільки підрахунок за «азотною» формулою ускладнюється необхідністю детального аналізу відхідних газів, представляє інтерес метод підрахунку з аналізу продуктів горіння на вміст кисню. У цьому випадку α визначається за формулою:

$$\alpha = (21 - \rho \times O_2) / (21 - O_2), \qquad (7.14)$$

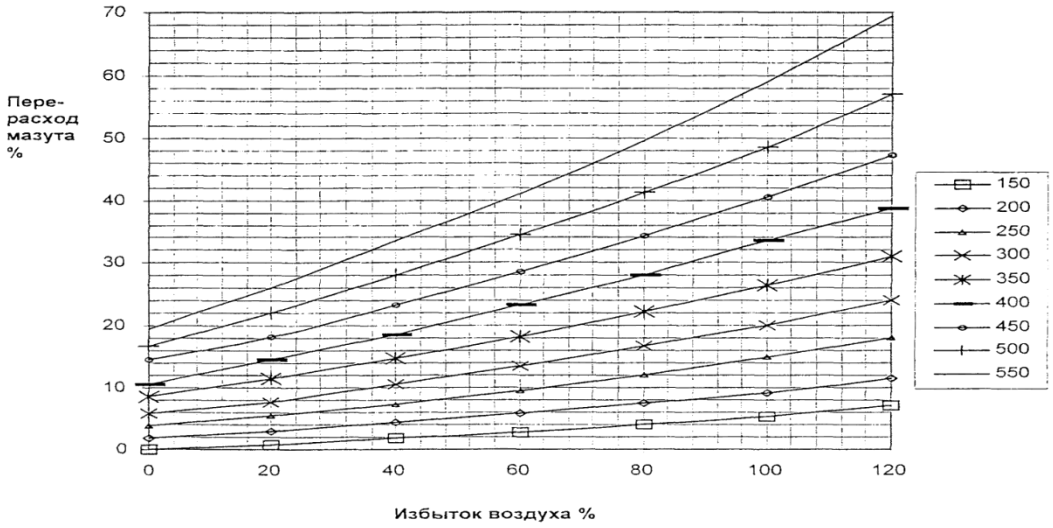
де: ρ - коефіцієнт, що характеризує відношення різниці теоретичних об'ємів повітря і продуктів горіння до теоретично необхідного обсягу повітря (ρ = 0,1 для природного газу, ρ = 0,05 для мазуту, ρ = 0,02 для твердих палив).

Ефективність спалювання палива залежить від температури відхідних газів і від коефіцієнта зміни обсягу сухих продуктів горіння в порівнянні з теоретичним об'ємом внаслідок розведення їх повітрям, який безпосередньо залежить від надлишку повітря, що бере участь в процесі горіння.

Нижче наводяться залежності втрат тепла при спалюванні природного газу і мазуту в залежності від температури відхідних газів і надлишків повітря.



Мал. 7.15. Вплив температури відхідних газів (справа - ° С) і надлишку повітря на втрати природного газу при його спалюванні



Мал. 7.16. Вплив температури відхідних газів (справа - ° С) і надлишку повітря на втрати мазуту при його спалюванні

Як видно з наведених малюнків високі значення надлишків повітря і температури відхідних газів значно впливають на втрати палива , і отже , на рівень тепловтрат. Високі значення α можуть свідчити як про неефективне спалюванні палива за рахунок подачі зайвого повітря на пальники котлів, так і про наявність підвищених присосів в топкову камеру і газоходи. Висока температура відхідних газів свідчить про неповну передачу теплової енергії, що виділяється при згорянні палива, теплоносію (вода, пара). Однією з причин цього може бути занос внутрішніх радіаційних і конвективних поверхонь нагріву відкладеннями, наприклад, оксидами заліза. Підтвердженням зниження коефіцієнта теплопередачі котла внаслідок заносу внутрішніх поверхонь теплообміну відкладеннями є зростання гідравлічного опору котла. Занесення поверхонь нагріву котлів сажистими відкладеннями по тракту димових газів, що виникає унаслідок хімічного недопалу палива, також істотно впливає на підвищення температури відхідних газів, і отже, на втрати тепла з відхідними газами

При аналізі даних, отриманих на підставі інструментальних вимірів, енергоаудитори зобов'язані виявити причини підвищення надлишку повітря і температури відхідних газів і намітити заходи щодо їх зниження.

Втрати тепла внаслідок хімічної неповноти згорання

Втрати тепла внаслідок хімічної неповноти згорання обумовлені наявністю в продуктах горіння газоподібних горючих складових (водню, окису вуглецю і метану). Величина втрат від хімічної неповноти згоряння характеризує те тепло, яке могло б додатково виділитися при згорянні цих газів.

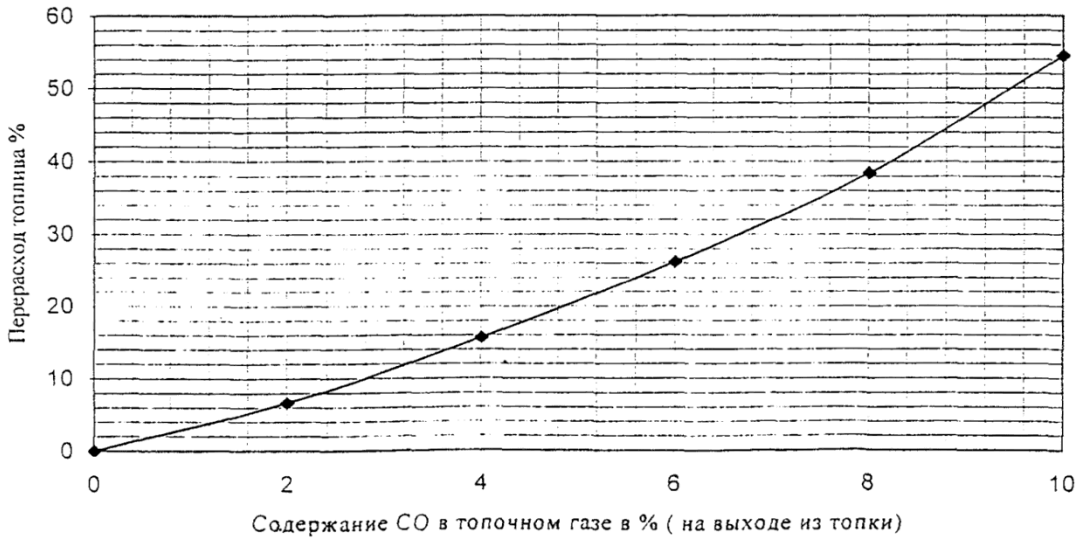
Підрахунок q_3 ведеться за об'ємному вмісту горючих складових у продуктах горіння і нижчої теплоти згорання палива:

$$q_3 = (30{,}2 \times CO + 25{,}8 \times H_2 + 85{,}5 \times CH_4) \times h \times 100 / P, \%, \quad (7.15)$$

де: CO, H_2, CH_4 – склад горючих компонентів у продуктах горіння, %;

P – нижча теплота згоряння робочого палива, віднесена до 1 нм^3 сухих продуктів горіння, що утворюються при спалюванні палива в теоретичних умовах, ккал/м^3 (Таблиця 8.4.).

Втрати тепла внаслідок хімічної неповноти згорання палива можуть досягати значної величини. Нижче наведена діаграма, що характеризує втрати палива від вмісту СО у відхідних газах.



Мал. 7.17. Вплив вмісту СО (хімічний недопал) у відхідних газах на перевитрату палива (газ, мазут)

В основному експлуатація котлів на котельнях підприємств ЦСТ здійснюється за режимними картами. При цьому персонал котелень не завжди відстежує дотримання співвідношення «паливо-повітря», особливо на проміжних навантаженнях, які не відображені в режимній карті.

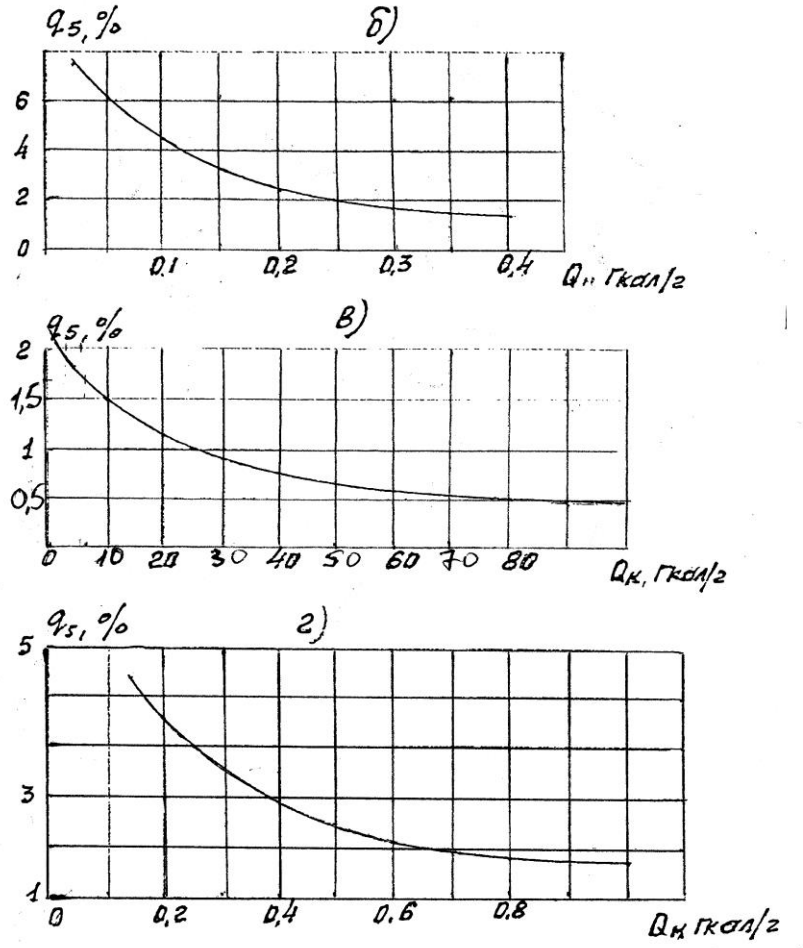
Якщо при спалюванні мазуту ще можна візуально контролювати повне спалювання палива (за задимленістю топки і димових газів на виході з димової труби), то при спалюванні природного газу це практично не можливо. Тільки при встановленні стаціонарних газоаналізаторів та автоматики підтримки оптимального співвідношення "паливо-повітря" можна вести ефективний режим спалювання палива з корекцією на мінімальне значення хімнедопалу (наявність СО).

Мінімізація втрат q_3 є одним з ефективних заходів щодо підвищення ефективності використання палива.

Витрати тепла у зовнішнє середовище

Втрати тепла у зовнішнє середовище пов'язані з охолодженням огороджувальних конструкцій та елементів котлоагрегату і залежать від розмірів, товщини і якості обмурівки, ступеня екранування топки, наявності хвостових поверхонь нагріву (водяних економайзерів, підігрівачів повітря).

Втрати тепла у зовнішнє середовище q_5 не залежить від виду палива, що спалюється, і в більшості випадків невеликі. Номінальні значення q_5 для водогрійних котлів можна приймати за графіками, наведеними на малюнку нижче.



Мал. 7.18. Втрати тепла у зовнішнє середовище водогрійних котлів Qном до 0,4 Гкал / год (б) і 10 ÷ 80 Гкал / год. (в), а також чавунних опалювальних котлів (г)

При значеннях температури на поверхні обмурівки котлів вище 45°С втрати тепла у зовнішнє середовище визначаються за формулою:

$$q_5 = \alpha \times f_{зп} \times (t_{зп} - t_п) / Q^п, \%, \qquad (7.16)$$

де: α – коефіцієнт тепловіддачі, ккал/м^2 * год. * ° С, визначається:

$$\alpha = 8{,}38 + 0{,}058 \times (t_{зп} - t_п);$$

$f_{зп}$ – площа зовнішньої поверхні котла, м^2;

$t_{зп}$ – температура зовнішньої поверхні котла, °С;

$t_п$ – температура навколишнього повітря, °С.

Для водогрійних котлів, при навантаженні відмінною від номінальної, q_5 визначається за формулою:

$$q_5 = q_{5ном} \times (Q_{ном} / Q_ф + 1) \times 0{,}5, \% \qquad (7.17)$$

де: $q_{5ном}$ – втрати тепла за номінальною продуктивністю, %;

$Q_{ном}$ і $Q_ф$ – номінальне і фактичне навантаження котла, Гкал/год.

За результатами обробки проведених інструментальних вимірювань і на підставі теплових балансів котлів необхідно оцінити можливість поліпшення теплоізоляції котлів

для зменшення втрат теплоти у навколишнє середовище. Рекомендована зовнішня температура обмурівки котлів не повинна перевищувати температуру навколишнього повітря більш, ніж на 10 ÷ 15°С.

Оформлення результатів обробки інструментальних вимірювань

Результати обробки інструментальних вимірювань використовуються в якості вихідних даних для складання теплового балансу роботи котлів з метою отримання техніко-економічних показників спалювання палива і оформляються у вигляді таблиці з відповідними висновками, приклади якої наведено нижче.

Таблиця 7.8.

Показники роботи водогрійного котла ДКВР-4 ст. № 1 («фотографія»)

№ пп	Найменування параметра	Позна-чення	Од. вим.
1.	Витрата води через котел	Gв	$м^3$/год.
2.	Температура води перед котлом	t_1	˚С
3.	Температура води за котлом	t_2	˚С
4.	Теплопродуктивність котла	Qк	Гкал/год.
5.	Тиск води до котла	P_1	кгс/$см^2$
6.	Тиск води за котлом	P_2	кгс/$см^2$
7.	Гідравлічний опір котла	ΔP	кгс/$см^2$
8.	Витрата палива	Вп	$м^3$/ч
9.	Теплота згорання палива	Q^pн	ккал/$м^3$
10.	Тиск газу на пальники	Рт.	кгс/$м^2$
11.	Тиск повітря на пальники	Рп	кгс/$м^2$
12.	Температура повітря на пальники	tп	˚С
13.	Концентрація в сухих продуктах згоряння за котлом:		
	діоксиду вуглецю;	VCO_2	%
	кисню;	VO_2	%
	оксиду вуглецю;	VCO	%
	Коефіцієнт надлишку повітря перед димотягом	α	-
15.	Коефіцієнт зміни обсягу продуктів горіння	h	-
16.	Температура відхідних газів	tух	˚С
17.	Втрати тепла з відхідними газами	q_2	%
18.	Втрати тепла внаслідок хімічної неповноти згорання	q_3	%
19.	Втрати тепла у зовнішнє середовище ном.	Q_5н	%
20.	Втрати тепла у зовнішнє середовище	q_5	%
21.	ККД котла брутто:		
	по зворотному балансу	$ηбр^{об}$	%
	за прямим балансом	$ηбр^{пр}$	%

№ пп	Найменування параметра	Позна-чення	Од. вим.
22.	Питома витрата умовного палива по зворотному балансу	bуд	кг у.п./Гкал
23.	Питома витрата натурального палива по зворотному балансу	$b_{уд_н}$	$м^3$/Гкал

На початку проведення аналізу ефективності режиму відпуску теплової енергії споживачам енергоаудитори наводять стислу характеристику джерела генерації теплової енергії та нормовані параметри режимів відпуску тепла, тощо:

- характеристика приєднаних теплових навантажень на опалення, вентиляцію й ГВП житлових будинків, адміністративних, громадських та інших будівель;
- склад теплотехнічного обладнання (ТПУМВ та ТПУГВП) котелень, що задіяні в роботі на момент обстеження;
- характеристика системи теплопостачання;
- затверджений температурний графік відпуску теплової енергії.

Нижче для прикладу наведена таблиця температурного графіку.

Таблиця 7.20.

Температурний графік відпуску теплоенергії 150/70°С

Температура зовнішнього повітря, °С	Температура у подавальному трубопроводі, °С		Температура у місцевій системі опалення, °С		Температура у зворотному трубопроводі, °С	
	від котельні	від ЦТП (опалення)	95/70°С	105/70°С	на вході до ЦТП (опалення)	На вході до котельні (від ЦТП)
-23	150,0	150,0	95	105	70,0	38,9
-22	150,0	147,1	93,4	103,2	69,0	38,4
-21	150,0	144,2	91,9	101,4	68,1	44,4
-20	147,5	141,1	80,3	99,6	67,2	43,8
-19	145,0	138,1	88,7	97,7	66,1	43,8
-18	142,5	135,2	87,1	96,1	65,4	43,2
-17	140,2	132,4	85,5	94,1	64,2	42,7
-16	137,6	129,5	83,9	92,7	63,7	42,0
-15	135,2	126,5	82,3	90,5	62,4	41,7
-14	132,6	123,4	80,7	88,6	61,3	40,8
-13	130,2	120,5	79,0	96,8	60,4	40,2
-12	127,6	117,5	77,4	85,2	59,4	39,6
-11	125,2	114,5	75,7	83,0	58,3	39,0
-10	122,7	111,6	74,1	81,2	57,3	38,3
-9	120,1	108,4	72,4	79,2	56,2	37,7
-8	117,6	105,5	70,7	77,4	55,2	37,0
-7	115,2	102,5	69,0	75,4	54,1	36,3
-6	112,7	99,5	67,3	73,5	53,0	35,7
-5	110,2	96,5	65,6	71,6	52,0	35,0
-4	107,6	93,4	63,9	69,7	50,9	34,3
-3	105,1	90,3	62,1	67,5	49,6	33,7
-2	102,5	87,2	60,4	65,7	48,6	32,9
-1	100,0	84,2	58,6	63,7	47,5	32,2
0	97,4	81,0	56,9	61,7	46,2	31,5
1	94,7	77,8	55,1	59,7	45,2	30,7
2	92,2	74,6	53,2	57,5	43,8	30,1
3	89,6	71,5	51,4	55,5	42,7	29,2
4	88,4	68,3	49,5	53,5	41,1	28,5
5	88,4	65,1	47,7	51,3	39,4	28,0
6	88,4	61,8	45,7	49,2	38,5	28,0
7	88,4	58,4	43,8	47,0	37,2	28,0

Температура зовнішнього повітря, °С	Температура у подавальному трубопроводі, °С		Температура у місцевій системі опалення, °С		Температура у зворотному трубопроводі, °С	
	від котельні	від ЦТП (опалення)	95/70°С	105/70°С	на вході до ЦТП (опалення)	На вході до котельні (від ЦТП)
8	88,4	55,1	41,9	44,3	35,9	28,0

Вихідними даними для аналізу також є дані вартових журналів роботи котельні впродовж обраного для аналізу періоду. Нижче наводиться приклад таблиці фактичних параметрів роботи котельні.

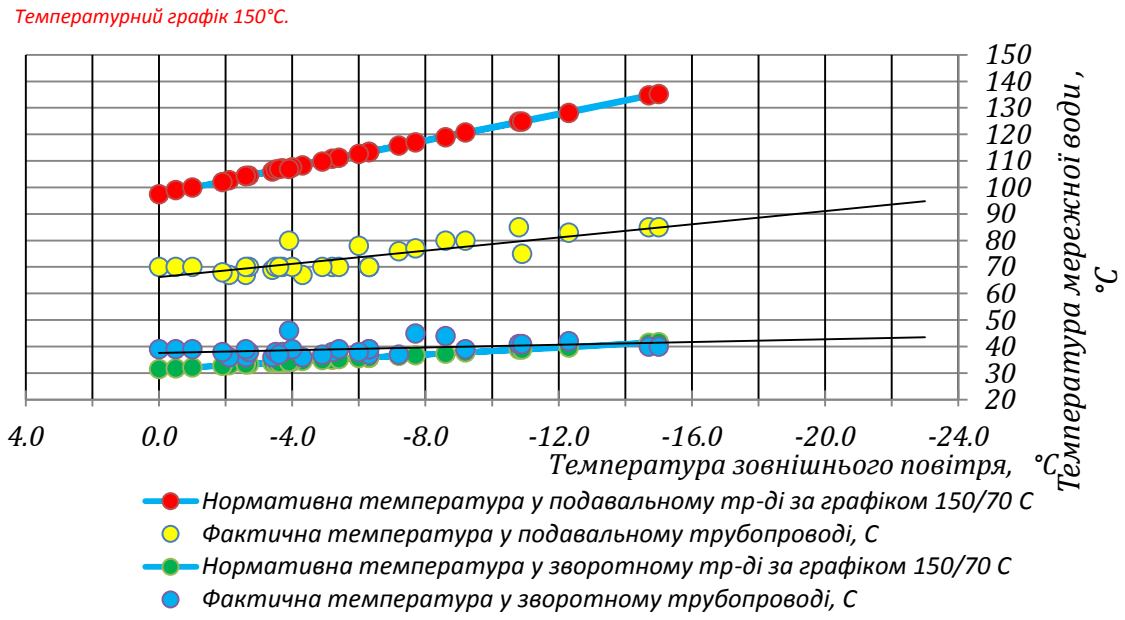
Таблиця 7.21.

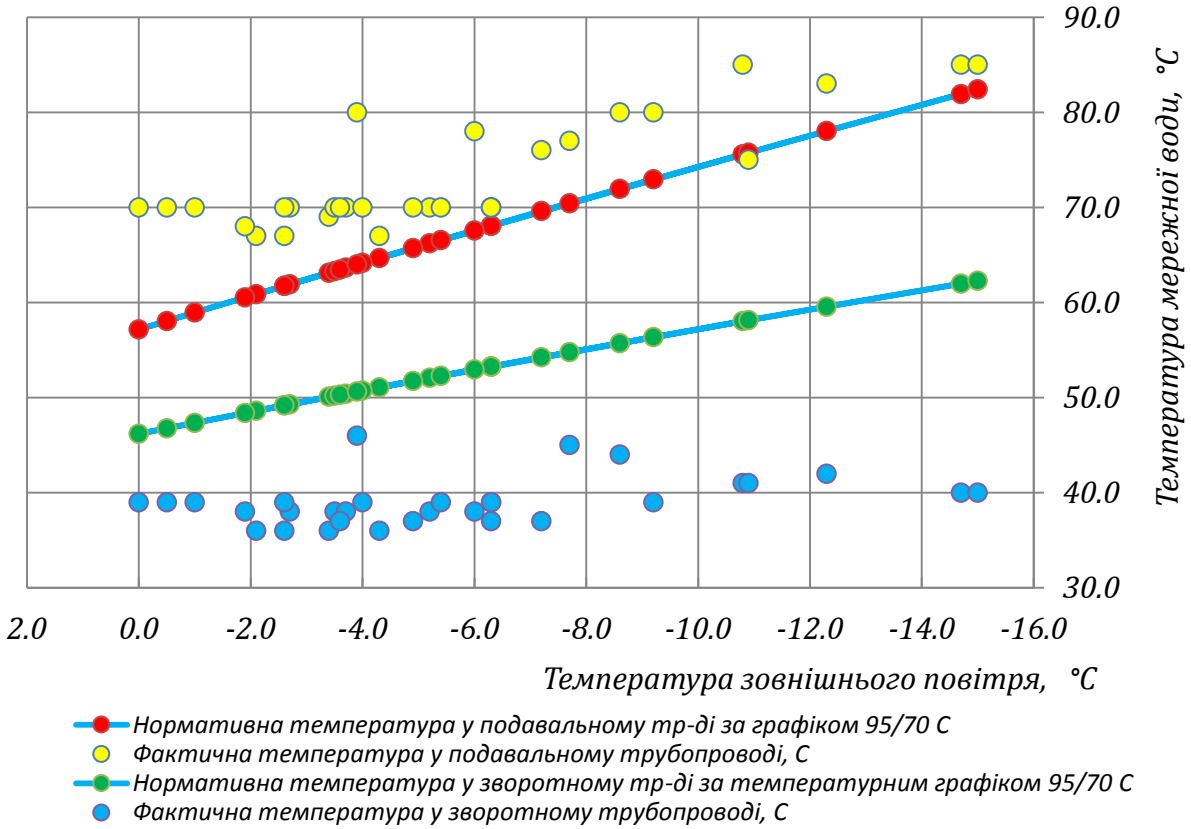
Зведена таблиця параметрів роботи котельні

Дата	Тем-ра зовнішнього повітря,°С	Темп. у под. тр-ді,°С	Темп. у под. тр-ді за графіком 150/70°С	Темп. у звор. тр-ді,°С	Темп. у звор. тр-ді за графіком 150/70°С (опалення)	Темп. у звор. тр-ді за графіком 150/70°С (з ГВП)	Витрата мережної води, $м^3$/год.
1	2	3	4	5	6	7	8
9:00	-10,0	75,0	122,7	47,0	57,3	38,3	960
10:00	-9,0	75,0	120,1	47,0	56,2	37,7	960
11:00	-9,0	75,0	120,1	47,0	56,2	37,7	960
12:00	-8,0	75,0	117,6	47,0	55,2	37,0	960
13:00	-7,0	75,0	115,2	47,0	54,1	36,3	960
14:00	-7,0	75,0	115,2	47,0	54,1	36,3	960
15:00	-8,0	75,0	117,6	47,0	55,2	37,0	960
16:00	-8,0	75,0	117,6	47,0	55,2	37,0	960
17:00	-9,0	75,0	120,1	47,0	56,2	37,7	960
18:00	-9,0	75,0	120,1	47,0	56,2	37,7	960
19:00	-10,0	75,0	122,7	47,0	57,3	38,3	960
20:00	-11,0	75,0	125,2	47,0	58,3	39,0	960
21:00	-11,0	75,0	125,2	47,0	58,3	39,0	960
22:00	-12,0	80,0	127,6	52,0	59,4	39,6	960
23:00	-12,0	80,0	127,6	52,0	59,4	39,6	960
0:00	-13,0	80,0	130,2	52,0	60,4	40,2	960
1:00	-13,0	80,0	130,2	52,0	60,4	40,2	960
2:00	-14,0	80,0	132,6	52,0	61,3	40,8	960
3:00	-15,0	85,0	135,2	52,0	62,4	41,7	960
4:00	-15,0	85,0	135,2	52,0	62,4	41,7	960
5:00	-16,0	85,0	137,6	52,0	63,7	42,0	960
6:00	-16,0	85,0	137,6	52,0	63,7	42,0	960
7:00	-15,0	85,0	135,2	52,0	62,4	41,7	960
8:00	-15,0	85,0	135,2	52,0	62,4	41,7	960

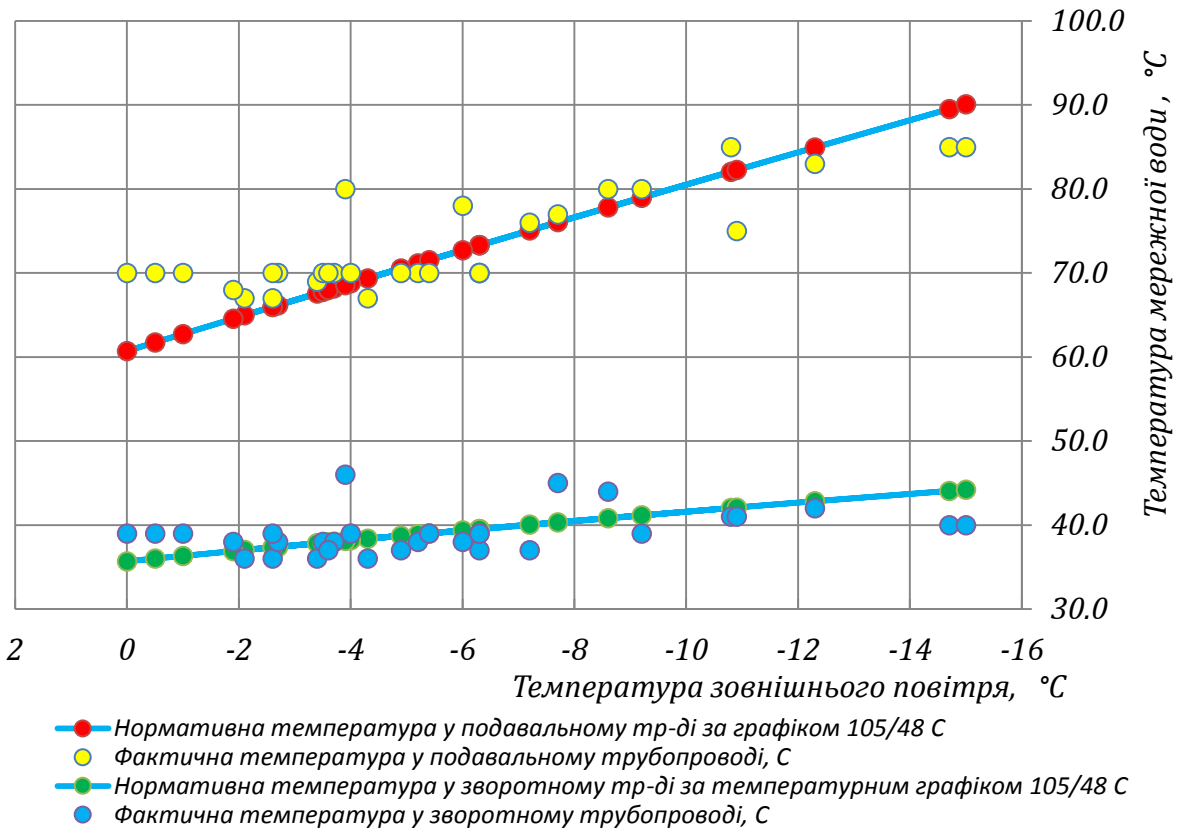
Для перевірки відповідності роботи системи теплопостачання котельні температурному графіку відпуску тепла потрібно побудувати порівняльні графіки фактичних температур теплоносія у подавальному та зворотному трубопроводах на виводі з котельні до зовнішньої тепломережі від середньодобової температури зовнішнього повітря на протязі обраного для аналізу періоду.

Мал. 7.25. Порівняльний графік температур у подавальному трубопроводі котельні від температури зовнішнього повітря (графік 105/70 ^{0}C)





Мал. 7.26. Приклад порівняльного графіку температур у подавальному трубопроводі котельні від температури зовнішнього повітря (графік 95/70 ^{0}C)



Мал. 7.27. Приклад порівняльного графіку температур у подавальному трубопроводі котельні від температури зовнішнього повітря (графік 105/48 ^{0}С)

У результаті обробки графічних даних потрібно визначити, чи співпадає побудована лінія за даними фактичних температур теплоносія у подавальному трубопроводі з затвердженим нормативним температурним графіком. Потрібно встановити за допомогою побудованої залежності фактичної температури мережної води у подавальному та зворотному трубопроводах від температури зовнішнього повітря фактичний температурний графік.

Також необхідно визначити наявність/відсутність у температурному графіку чіткої «нижньої» зрізки у подавальному трубопроводі на рівні 70°С для забезпечення нагріву води на потреби ГВП у підігрівачах ЦТП та локальних бойлерних.

Потрібно враховувати, що проведення коригування температурного графіку у частині зниження температур теплоносія у зворотному трубопроводі з урахуванням температур мережної води після ТПУГВП ЦТП та котелень, у залежності від схем підключення підігрівачів, може проводитися лише за умови наявності регуляторів температури нагрітої води.

У випадку відсутності регуляторів температури на підведеннях до блоків підігрівачів ТПУГВП температури мережної води будуть дорівнювати розрахунковим, прийнятим для корегування графіку, лише у години максимального водорозбору на потреби ГВП (4-5 годин на добу). У інший час температури теплоносія у зворотному трубопроводі після підігрівачів будуть значно перевищувати нормативні, що буде призводити до перегріву води на потреби ГВП, особливо при паралельній схемі підключення підігрівачів. Мануальне керування запірною арматурою температури води на ГВП не дозволяє адекватно реагувати на змінення навантаження на ГВП та можливе лише на великих ЦТП (ТРП), де присутній персонал.

Для перевірки відповідності фактичних витрат мережної води по системі теплопостачання котельні потрібно виконати їх порівняння з розрахунковими витратами теплоносія.

Визначення розрахункової витрати теплоносія, що має циркулювати у мережах системи теплопостачання розраховується за формулою:

$$G_{\text{оп}}^{\text{р}} = \frac{Q_{\text{оп}}^{\text{розр}} + Q_{\text{в}}^{\text{розр}} + Q_{\text{гв}}^{\text{сер}}}{\text{Т}_{\text{под}}^{\text{граф}} - \text{Т}_{\text{звор}}^{\text{граф}}} \times 10^3, \text{м куб./год}, \qquad (7.22)$$

де: $Q_{\text{оп}}^{\text{розр}}$ – розрахункове навантаження на опалення, Гкал/год;

$Q_{\text{в}}^{\text{розр}}$ – розрахункове навантаження на вентиляцію, Гкал/год;

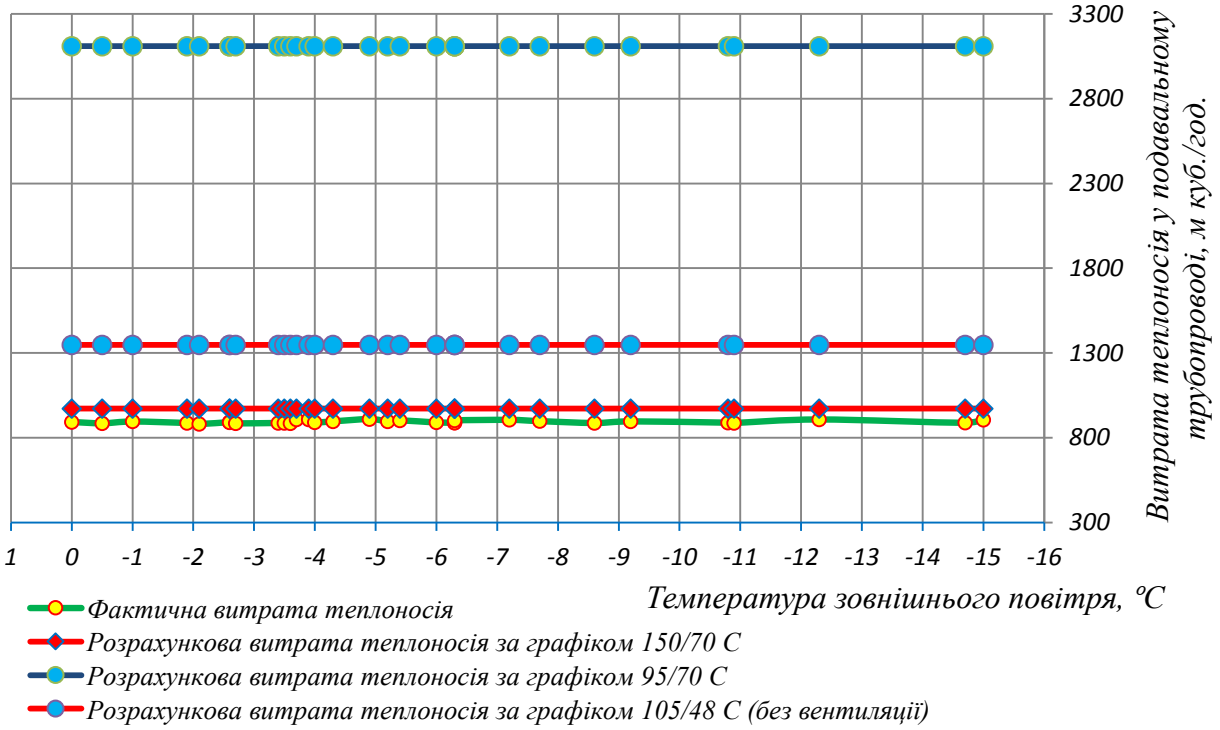
$Q_{\text{гв}}^{\text{сер}}$ – розрахункове середньогодинне навантаження на ГВП, Гкал/год;

$\text{Т}_{\text{под}}^{\text{граф}}$ – розрахункова температура теплоносія у подавальному трубопроводі, °С;

$\text{Т}_{\text{звор}}^{\text{граф}}$ – розрахункова температура теплоносія у зворотному трубопроводі, °С.

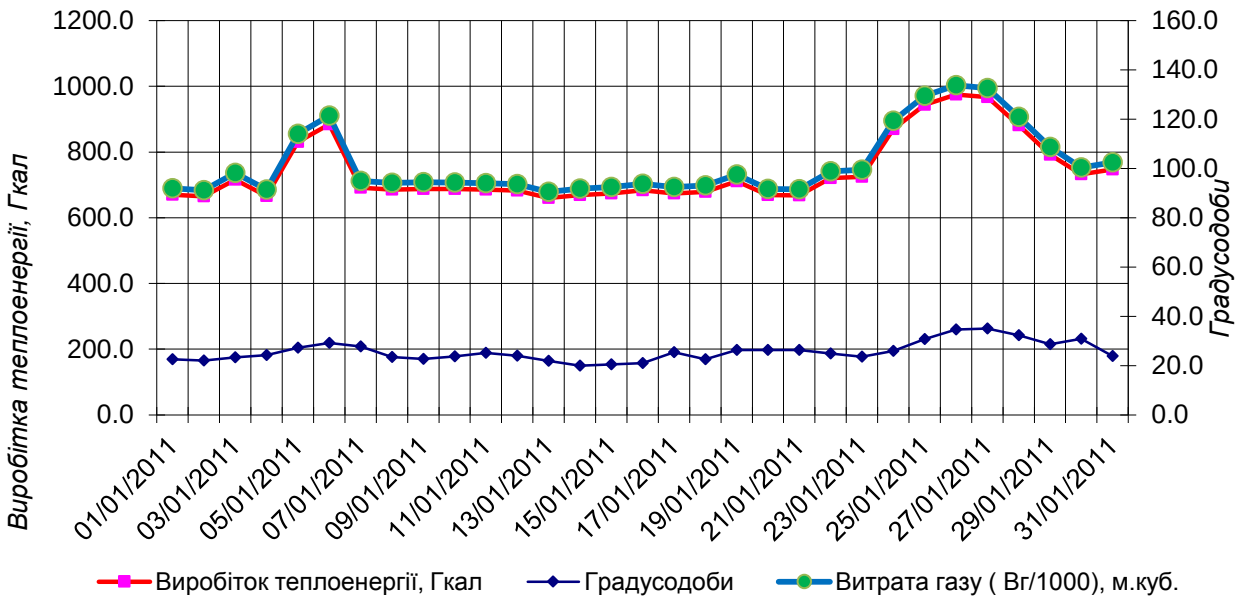
Для коректного визначення витрати мережної води на потреби ГВП необхідно виконати збір більш детальної інформації по схемах підключення всіх блоків підігрівачів ТПУГВП ЦТП та котелень (паралельна, послідовна, змішана).

За даними роботи котельні впродовж обраного для аналізу періоду, що надаються підприємством та виконаними розрахунками, потрібно побудувати динаміку змінення витрати теплоносія у подавальному трубопроводі у залежності від температури зовнішнього повітря по системі теплопостачання котельні.



Мал. 7.27. Приклад динаміки змінення витрати теплоносія у подавальному трубопроводі системи теплопостачання котельні

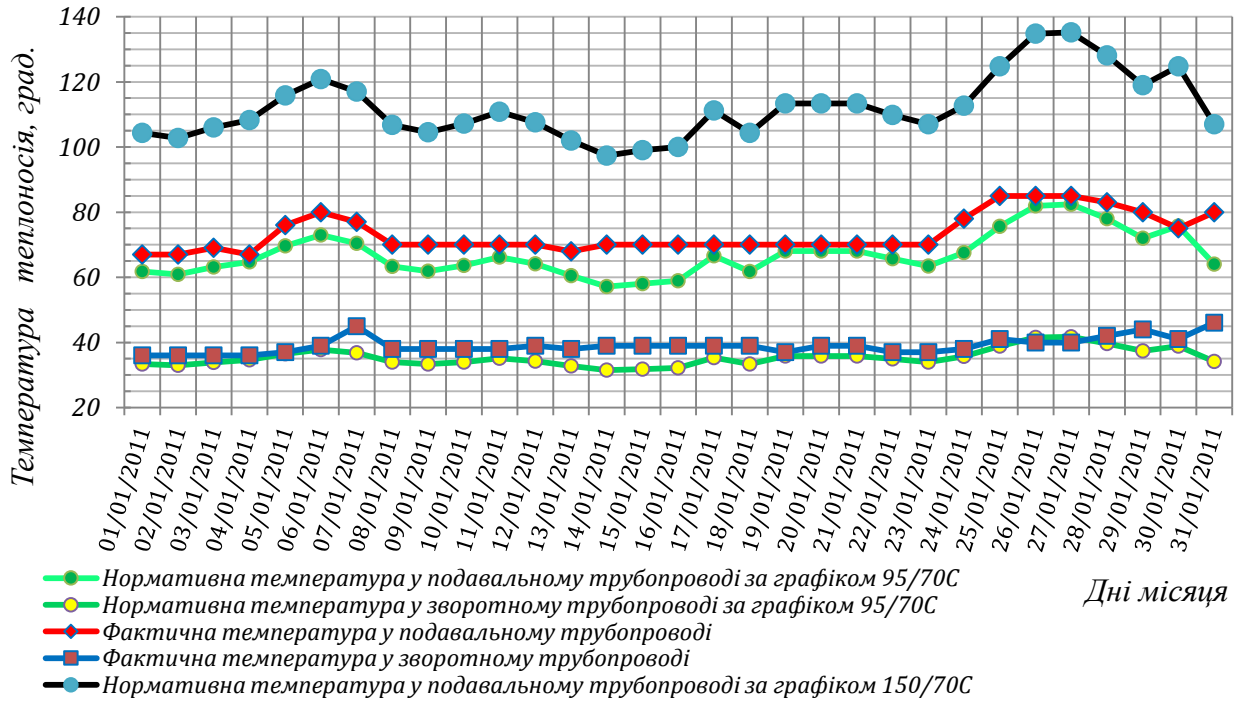
Для унаочнення характеру відпуску теплової енергії з котельні на протязі обраного для аналізу періоду та відображення залежності відпуску тепла та споживання природного газу від кількості градусодіб потрібно побудувати графік динаміки відпуску теплової енергії.



Мал. 7.28. Приклад динаміки відпуску теплової енергії, споживання природного газу котельнею

Аналіз графіку дозволяє зробити висновок про калькуляцію об'ємів виробітку теплової енергії розрахунковим способом без урахування змінення ККД котлів на різних рівнях навантаження та показань засобу обліку. Причина такого методу розрахунку виробітку тепла – відсутність засобу обліку на виведеннях з котельні до зовнішньої тепломережі або відсутність врахування показань лічильника при складанні теплового балансу.

Аналізувати дотримання теплопостачальною організацією температурного графіку відпуску тепла зручно вести за допомогою діаграм, наведених нижче.



Мал. 7.29. Приклад фактичного температурного графіку роботи теплової мережі котельні

На підставі наведеного графіка потрібно зробити висновки про відповідність фактичних параметрів режиму відпуску теплової енергії до зовнішньої тепломережі затвердженому температурному графіку на протязі обраного для аналізу періоду.

На підставі проведеного аналізу енергоаудиторами можна зробити попередній висновок про відповідність фактичного приєднаного навантаження котельні розрахунковому значенню. Крім того, якщо спостерігається така невідповідність, його значення можна орієнтовно обчислити (за умови відсутності скарг на якість теплопостачання з боку споживачів):

$$\Delta Q^{\Sigma}_{\text{розр}} = Q^{\Sigma}_{\text{розр}} - G_{\text{ф}} \times \left(T_1^{\text{ф.гр.}} - T_2^{\text{ф.гр.}}\right) \times 10^3, \qquad (7.23)$$

де $Q^{\Sigma}_{\text{розр}}$ – загальне теплове навантаження, приєднане до системи теплопостачання котельні, Гкал/год.;

$G_{\text{ф}}$ – фактична витрата мережної води по системі, м куб./год.;

$T_1^{\text{ф.гр.}}$ – розрахункова температура теплоносія у подавальному трубопроводі за фактичним температурним графіком, °С;

$T_2^{\text{ф.гр.}}$ – розрахункова температура теплоносія у зворотному трубопроводі за фактичним температурним графіком, °С.

Таким чином, виходячи з параметрів роботи котельні за обраний період та користуючись даними графіків, потрібно зробити наступні висновки:

- Про характер фактичного відпуску теплової енергії до мережі.
- Про ступінь взаємозв’язку між виробітком теплоенергії та градусодобами.
- Про визначення значень відпуску теплоенергії до мережі.
- Про характер витрат мережної води по системі теплопостачання.
- Про фактичний температурний графік відпуску теплової енергії.
- Про відповідність фактичного приєднаного теплового навантаження розрахунковим значенням.

Зведені показники роботи системи теплопостачання котельні наводять у таблиці.

Таблиця 7.22.

Показники роботи системи теплопостачання котельні, Гкал

№ з/п	Найменування параметру	Значення
1.	Виробіток теплоенергії, всього	
2.	Власні потреби	
3.	Відпуск з котельні, всього	
4.	Втрати теплової енергії, всього	
4.1	у тому числі: нормативні з витоком;	
4.2	нормативні з зовнішніх мереж опалення;	
5.	Корисний відпуск теплоенергії, всього	
6.	Корисний відпуск теплоенергії на потреби опалення, у т.ч.:	
6.1	населенню;	
6.2	бюджетному сектору та іншим споживачам.	
7.	Корисний відпуск теплоенергії на потреби ГВП, у т.ч.:	
7.1	населенню;	
7.2	бюджетному сектору та іншим споживачам.	

Головним чинником, від якого залежить кількість теплової енергії на опалення, необхідної для задоволення потреб споживачів, є градусодоба. Для з'ясування відповідності відпуску теплової енергії на опалення фактичній потребі у теплі енергоаудиторами необхідно провести розрахунок необхідної кількості теплоенергії у залежності від погодних умов протягом обраного для аналізу періоду з використанням розрахункового теплового навантаження на опалення та градусодіб за даний період.

Потрібно зробити висновки про те, чи відрізняється фактичний обсяг теплоенергії, наданий споживачам на потреби опалення від необхідного, та наскільки.

Причинами невідповідності фактичних й розрахункових обсягів відпуску теплової енергії можуть, наприклад, бути завищені розрахункові теплові навантаження на опалення. Зазвичай розрахункове теплове навантаження на опалення, розраховане за питомими нормами на 1 м кв. площі, відрізняється від фактичного, розрахованого як втрати теплоенергії через зовнішні огороджуючи поверхні будівель, на 18-20%.

Остаточні висновки про відповідність обсягу теплової енергії, що відпускається споживачу, необхідно робити на підставі показань засобів обліку при забезпечені відповідного рівня комфортності для споживача.

Зменшення втрат теплоенергії можна досягти шляхом заміни всіх трубопроводів зовнішніх теплових мереж на попередньо ізольовані пінополіуретаном (ППУ) труби прокладені безканально, що потребує значних капіталовкладень.

Ступінь взаємозв'язку між обсягом відпуску теплової енергії до мережі та значеннями фактичної середньодобової температури повітря зручно аналізувати за допомогою регресійного аналізу.

Він базується на проведенні аналізу залежності попарних значень двох масивів даних, один з яких – значення витрат теплоенергії, другий – значення чинника, від якого залежить витрата теплоенергії.

Застосування регресійного аналізу дозволяє отримати співвідношення між обсягом відпуску теплової енергії та його змінним значенням. Найбільш проста й достатньо вірогідна модель для такого випадку – лінійна модель залежності у вигляді:

$$У=a \cdot X+b, \qquad (7.24)$$

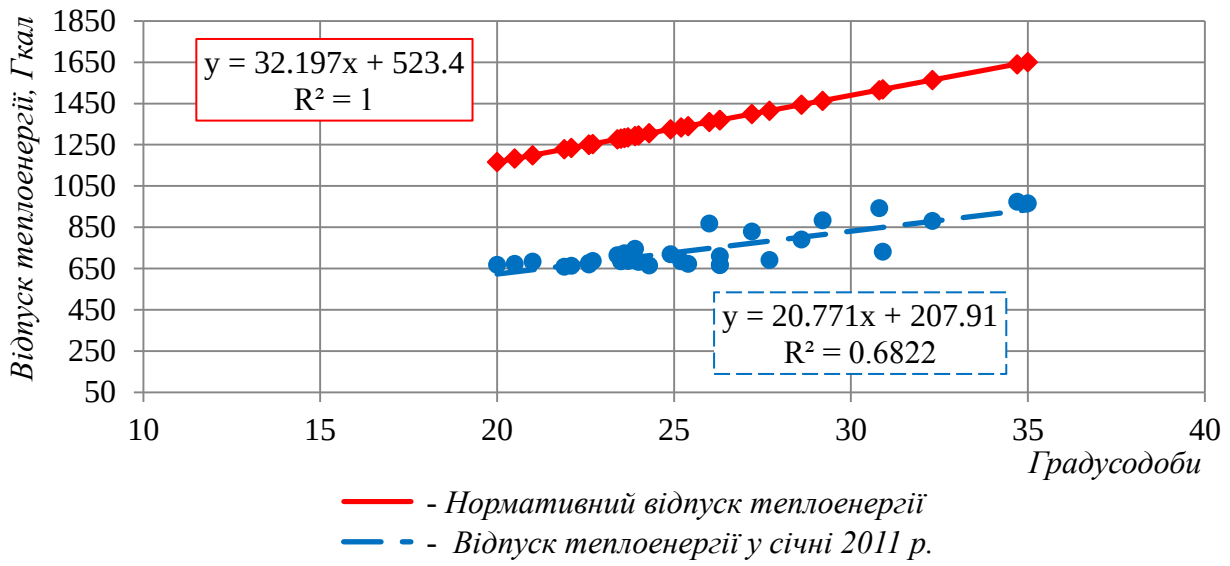
де: У – відпуск теплоенергії;

Х – градусодоби;

а – коефіцієнт залежності, що зазначає змінну складову відпуску теплоенергії у залежності від градусодіб;

b – коефіцієнт залежності, що зазначає постійну складову відпуску теплоенергії, яка не залежить від градусодіб.

Потрібно побудувати графік залежності значень відпуску теплової енергії до мережі від градусодіб за обраний для аналізу період.



Мал. 7.30. Приклад залежності відпуску теплоенергії до мережі котельнею від градусодіб

Енергоаудиторам необхідно проаналізувати характер та особливості побудованої залежності відпуску теплової енергії від градусодіб. Тк, наприклад, при однакових значеннях градусодіб може мати місце значне коливання відпуску теплоенергії на опалення. Значення відпуску у вигляді точок, розташованих вище лінії регресії, означають надмірний відпуск теплоенергії на опалення, а нижче лінії регресії – про недотопи у порівнянні з нормативною потребою у теплі. Це свідчить з одного боку про завищені теплові навантаження на опалення, а з другого боку про спроби регулювання відпуску теплоенергії кількісно-якісним способом, що неможливо коректно впровадити без автоматизації як з боку споживання теплоенергії, так і з боку джерела.

Необхідно визначити, як розташована лінія фактичного відпуску теплоенергії з котельні відносно лінії нормативного відпуску тепла споживачам, та зробити висновки про наявність завищення теплових навантажень споживачів, або факт дефіциту відпуску теплової енергії споживачам на потреби опалення.

За результатами проведеного енергетичного аудиту у частині аналізу роботи системи теплопостачання потрібно зробити наступні висновки:

– Відповідність фактичних теплових приєднаних навантажень розрахунковим значенням.
– Характер та відповідність фактичного температурного графіку відпуску теплоенергії затвердженому графіку.
– Використання показань засобів обліку теплової енергії при визначенні відпуску теплоенергії.
– Ступінь взаємозв’язку між виробітком/відпуском теплоенергії та градусодобами.
– Наявність та ступінь розрегульованості гідравлічного режиму теплових мереж.

Наявність перевитрат ПЕР в перехідні періоди опалювального сезону у зв’язку з відсутністю автоматики регулювання споживання теплової енергії на теплових вводах споживачів.

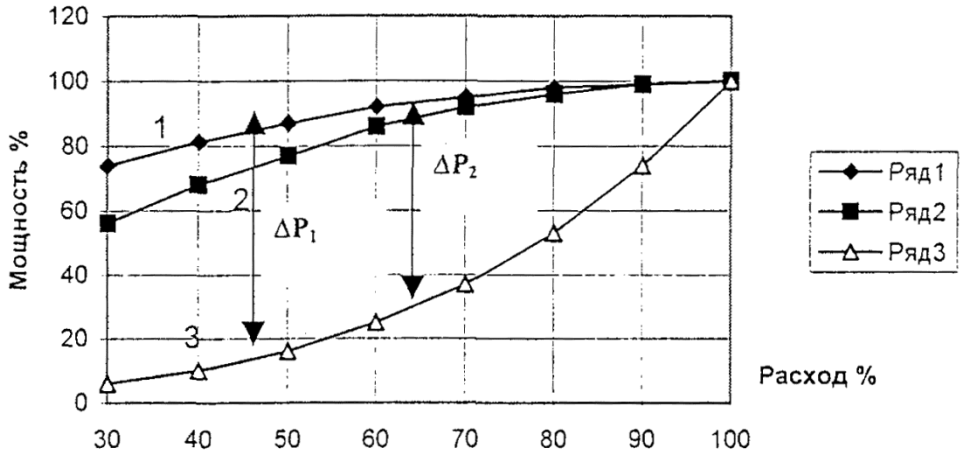
7.5.5. Аналіз ефективності роботи основних електроприймачів

Аналіз ефективності роботи тягодутьових пристроїв котлоагрегатів

Частка тягодутьових пристроїв (ТДП) котельних агрегатів у загальних витратах електроенергії котельнями підприємства становить звичайно 10-20%, таким чином, дана група електроприймачів є другою за енергоємністю після мережних насосів.

Вибір ТДП котельних агрегатів здійснюється, виходячи з номінальної продуктивності котлоагрегатів з коефіцієнтом запасу. Однак, режим генерації теплової енергії на підприємствах теплопостачання є змінним внаслідок необхідності відпуску теплової енергії споживачам залежно від температури зовнішнього повітря. Отже, значну частину періоду роботи котельні протягом опалювального сезону дутьові вентилятори й димососи котельних агрегатів працюють у режимах часткового завантаження. Фактичний коефіцієнт завантаження ТДП котельних агрегатів коливається в межах 0,4-0,7.

Регулювання продуктивності ТДП котельних агрегатів здійснюють в основному двома способами - з використанням шиберів (дроселювання) або напрямних апаратів. Другий спосіб є більше кращим у порівнянні з першим.



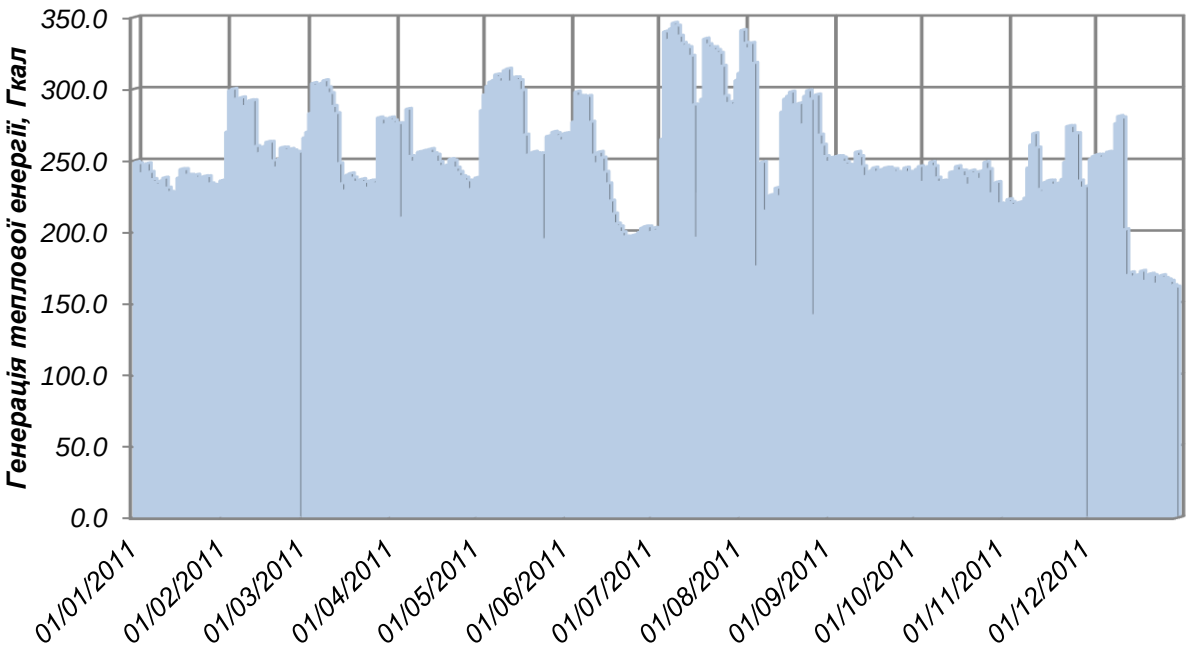
Мал. 7.19. Порівняння потужності привода нагнітача при регулюванні дроселюванням (1), що напрямним апаратом (2), частотою обертання вала електропривода (3)

На сьогоднішній день найбільш ефективним способом регулювання продуктивності ТДП котельних агрегатів є застосування перетворювачів частоти (ПЧ). На відміну від насосних агрегатів, де в подібних випадках альтернативними варіантами є заміна насосів і використання насосних станцій, для ТДП котельних агрегатів такі варіанти незастосовні й тому використання ПЧ найбільш доцільно.

Дві умови, за якими використання ПЧ принесе найбільшу економічну вигоду:

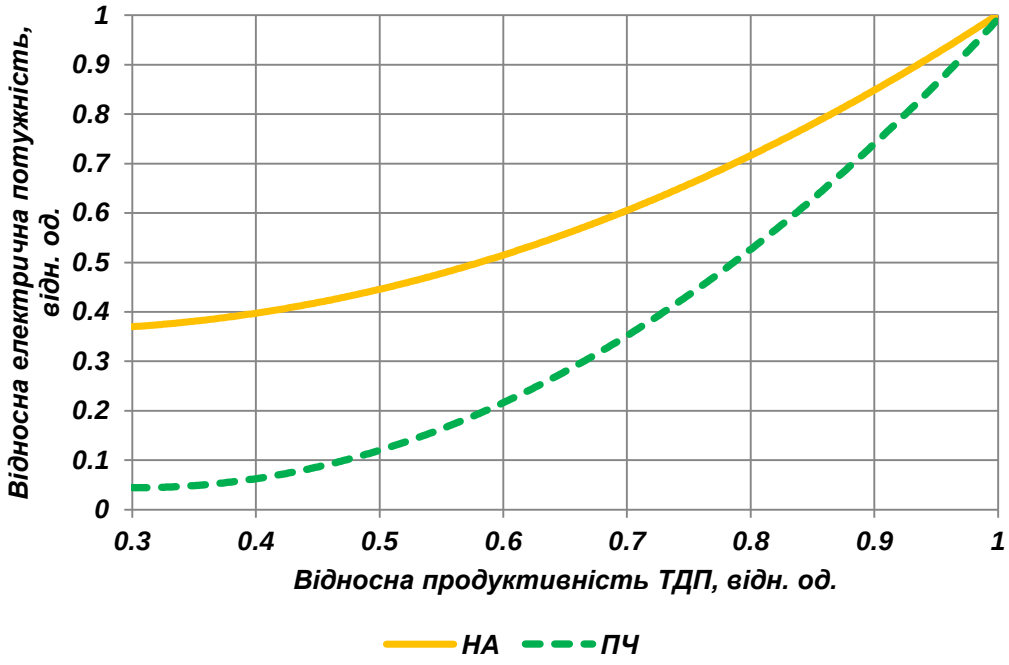
- режим роботи ТДП котельних агрегатів є змінним, при цьому коефіцієнт їх завантаження коливається в великих межах;
- періоди роботи ТДП котельних агрегатів у режимі часткового завантаження досить тривалі за часом.

На мал. 7.20, як приклад, представлений графік, що відображає динаміку зміни величини щодобової генерації теплової енергії котлами протягом року.



Мал. 7.20. Динаміка зміни величини щодобової генерації теплової енергії протягом року

Мал. 7.20 відображає у відносних одиницях значення електричної потужності у випадках регулювання продуктивності ТДМ котлів за допомогою напрямних апаратів і частотою обертів вала електропривода.



Мал. 7.21. Регулювання ТДМ за допомогою НА та ПЧ

Розрахунок економії електроенергії в результаті встановлення ПЧ на ТДП котельних агрегатів здійснюється на підставі даних мал. 7.21 і даних про відносне завантаження котельних агрегатів протягом року.

Результати розрахунку економії електричної енергії наводять у вигляді таблиці.

Таблиця 7.9.

Розрахунок економії електричної енергії

Місяці	Завантаження котельних агрегатів, %	Ном. потужність ТДП, кВт	Завантаження ТДП при рег. НА, %	Завантаження ТДП при рег. ПЧ, %	Витрата електроенергії при регулюванні. НА, кВт•год	Витрата електроенергії при регулюванні. ПЧ, кВт•год	Економія електроенергії, кВт•год
КОТЕЛЬНЯ №1							
Січень							
Лютий							
Березень							
Листопад							
Грудень							
Усього							
КОТЕЛЬНЯ №2							
Січень							
Лютий							
Березень							
Листопад							
Грудень							
Усього							

Аналіз ефективності роботи насосів різного призначення

Найбільш енергоємними споживачами електричної енергії на теплопостачальних підприємствах є насосні агрегати різного призначення. Основну частку виявленого потенціалу економії електроенергії становлять заходи, що стосуються підвищення ефективності використання електроенергії на потреби даних агрегатів.

На підприємствах ЦТ використаються насоси різних конструкцій, типів і марок. В основному застосовуються наступні насоси:

- мережні насоси типів Д, СЭ, ЦН, К,
- підживлювальні насоси й насоси робочої рідини типу К,
- живильні насоси типів ЦНСг і т.д.

Останнім часом на деяких підприємствах ЦТ роблять заміну вищевказаних насосів на агрегати закордонних фірм-виробників: Grundfos, Wilo, DAB, і так далі.

<u>Порядок аналізу ефективності використання електроенергії на потреби насосних агрегатів</u>

1. Збір даних про насосні агрегати, що використовуються на підприємстві - їх призначення, тип, номінальні характеристики (продуктивність, напір, номінальна потужність і частота обертання вала електродвигуна).

2. Проведення інструментального обстеження режимів роботи насосних агрегатів - вимірювання значень електричних (активна, реактивна, повна потужність, коефіцієнт потужності) і неелектричних (витрата мережної, підживлювальної і т.д. води, тиск на вході й напорі насоса, при необхідності - тиск по всьому водяному тракті) параметрів.

3. Аналіз на відповідність номінальних і фактичних характеристик насосного агрегату необхідним (нормативним) технологічним параметрам: розрахунковій витраті мережної (підживлювальної і т.д.) води, тиску на нагнітанні, необхідному перепаду тисків і т.д.

4. Аналіз характеру режиму експлуатації насосного агрегату - постійний/змінний по продуктивності й/або тиску нагнітання.

5. Аналіз фактичних значень ККД роботи насоса при фактичних режимах його експлуатації.

6. Розробка рекомендацій і заходів, спрямованих на підвищення ефективності використання електроенергії на потреби насосних агрегатів.

Мережні насоси

Оцінка ефективності використання електроенергії на потреби мережних насосів енергоаудиторами надається у наступному порядку:

- Порівняльний аналіз значень розрахункової й фактичної витрати мережної води. Виявлення втрат електричної енергії, пов'язаних з перевищенням витрати мережної води в порівнянні з розрахунковим значенням.
- Аналіз технологічної схеми джерела генерації теплової енергії з метою виявлення можливості економії електроенергії шляхом удосконалення схем котелень.

Загальну характеристику джерел теплопостачання підприємства представляють у вигляді таблиці.

Таблиця 7.10.

Загальна характеристика джерел теплопостачання підприємства

Найменування джерела теплопостачання	Опалювальний сезон				
	Розрахункове приєднане теплове навантаження, Гкал/год.				Температурний графік роботи, ^{0}С
	Опалення	ГВП	Вентиляція	Всього	

Визначення розрахункової витрати теплоносія, що циркулює в мережі системи теплопостачання (з урахуванням тепловтрат у НТС) здійснюється за формулою:

$$G_{\Sigma}^{р} = G_{от+в}^{р} + G_{тв}^{р}, \qquad (7.18)$$

де: $G_{от+в}^{р}$ – розрахункова витрата мережної води на опалення й вентиляцію, м куб./год.;

$G_{тв}^{р}$ – розрахункова витрата мережної води на компенсацію охолодження води в трубах, м куб./год.

$$G_{\Sigma}^{р} = \frac{Q_{оп}^{р} + Q_{вент}^{р} + Q_{тв}^{р}}{T_{под}^{граф} - T_{зв}^{граф}} \times 10^3, \text{м куб./год} \qquad (7.19)$$

де: $Q_{оп}^{р}$ – розрахункове теплове навантаження на опалення, Гкал/год.;

$Q_{вент}^{расч}$ – розрахункове теплове навантаження на вентиляцію, Гкал/год.;

$Q_{тв}^{р}$ – нормативні тепловтрати в ЗТМ при розрахункових умовах, Гкал/год.;

$T_{под}^{граф}$ – розрахункова температура теплоносія в подавальному трубопроводі, °С;

$T_{зв}^{граф}$ – розрахункова температура теплоносія у зворотному трубопроводі, °С.

Використовуючи наведені формули, необхідно визначити величини розрахункової витрати мережної води для обраних котелень. Результати розрахунків зводять у таблицю.

Таблиця 7.11.

Розрахункові витрати мережної води

Найменування джерела теплопостачання	Розрахункова витрата мережної води, м^3/год.

Розрахункова витрата електричної енергії на перекачування теплоносія мережними насосами визначається за формулою:

$$W = \frac{0{,}00273 \cdot Q \cdot H \cdot T}{\eta_{ДВ} \cdot \eta_{НАС} \cdot \eta_{ПЕР}}, \text{кВт} \cdot \text{год} \qquad (7.20)$$

де: Q – витрата води, м^3/год.;

H - напір, м вод. ст.;

T - кількість годин роботи насоса, (кількість годин опалювального сезону);

$\eta_{ДВ}$ - ККД електродвигуна (за характеристикою електродвигуна);

$\eta_{НАС}$ - ККД насоса (за характеристикою насоса);

$\eta_{ПЕР}$ - ККД передачі (приймається $\eta_{ПЕР} = 1$).

Розрахункові витрати електричної енергії на потреби мережних насосів за опалювальний період зводять у таблицю.

Таблиця 7.12.

Розрахункові витрати електричної енергії на потреби мережних насосів

Найменування джерела теплопостачання	Розрахункова витрата електроенергії на потреби мережних насосів, тис. кВт•год

Отримані значення розрахункового споживання електроенергії необхідно порівняти з фактичними значеннями споживання електроенергії на потреби перекачування теплоносія.

Вихідними даними для визначення фактичних значень витрат електроенергії на потреби мережних насосів є результати інструментального обстеження (частка споживання електроенергії мережними насосами в загальній витраті електроенергії котельнями, з балансу використання електричної потужності/енергії) і статистичні дані про споживання електроенергії даними котельнями. Результати розрахунку представляють у вигляді таблиці.

Таблиця 7.13.

Визначення фактичних витрат електроенергії на потреби мережних насосів

Джерело теплопостачання	Фактичні витрати електроенергії за опалювальний період, тис. кВт•год	Частка споживання електроенергії мережними насосами, відн. од.	Фактичні витрати електроенергії на потреби мережних насосів, тис. кВт•год

Аналіз проводять шляхом порівняння значень фактичних і розрахункових витрат електроенергії за звітний період по окремих котельнях. У таблиці приводять результати порівняння розрахункових і фактичних витрат електроенергії на потреби мережних насосів.

Таблиця 7.14.

Результати порівняння розрахункових і фактичних витрат електроенергії на потреби мережних насосів

Джерело теплопостачання	Фактичні витрати електроенергії, тис. кВт•год	Розрахункові витрати електроенергії, тис. кВт•год	Перевитрата електроенергії, тис. кВт•год	Відносна величина перевитрати електроенергії, %
Сумарна перевитрата електроенергії				

У результаті виконаних розрахунків роблять висновок про наявність/відсутність й величину перевитрати електричної енергії на потреби мережних насосів у процесі транспорту теплової енергії споживачам.

Перевитрата електричної енергії на потреби мережних насосів є наслідком підвищених витрат мережної води в теплових мережах й/або невідповідності характеристик мережних насосів необхідним параметрам режиму відпуску теплової енергії.

Підвищені витрати мережної води можуть частіш за все обумовлені наявністю комплексу проблем системи теплопостачання, а саме:

– зниженням рівня інженерної й технологічної культури й дисципліни.

– втручанням у діяльність окремих елементів технологічного встаткування (демонтаж елеваторних вузлів абонентів) або пасивністю у випадках, коли втручання необхідно (ріст гідравлічного опору котельних агрегатів, ведення водно-хімічного режиму).

Наслідком є розбалансованість системи теплопостачання й перевитрата електричної енергії на потреби самих енергоємних електроприймачів підприємства - мережних насосів.

Заходом, що дозволяє скоротити непродуктивні втрати електроенергії на потреби мережних насосів у цьому випадку, є проведення наладки теплового й гідравлічного режиму роботи централізованої системи теплопостачання.

Підживлювальні насоси

Для підживлення теплових мереж на котельнях підприємства використовуються підживлювальні насоси. У табличній формі необхідно навести відомості щодо номенклатури підживлювальних насосів, електричної потужності, споживаної даними насосами за результатами інструментального обстеження, і фактичних витрат підживлювальної води, зафіксовані на момент інструментального обстеження.

Таблиця 7.15.

Відомості про підживлювальні насоси

Об'єкти	Тип/марка насосів	Номінальна подача, $м^3$/год.	Номінальний напір, м вод. ст.	Потужність, споживана з мережі, кВт	Фактична витрата води, $м^3$/год.

Необхідно проаналізувати дані таблиці на предмет відповідності номінальної продуктивності наявних в роботі підживлювальних насосів фактичним витратам підживлювальної води. Очевидно, що при значеннях фактичної подачі підживлювальної води, істотно більш низьких, ніж номінальна продуктивність насосів, будуть мати місце знижені значення ККД насосних агрегатів.

Також необхідно провести порівняльний аналіз фактичних і нормативних витрат підживлювальної води по котельнях підприємства.

На підставі наданих підприємством матеріальних характеристик зовнішніх теплових мереж і даних про приєднані теплові навантаження необхідно визначити нормативні значення витрат води на підживлення теплових мереж і порівняти їх з фактичними значеннями.

Таблиця 7.16.

Нормативний режим підживлення теплових мереж

Об'єкти	Нормативна витрата води, $м^3$/год	Фактична витрата води, $м^3$/год	Відхилення фактичних від нормативних значень, %

Аналізуючи даної таблиці, необхідно зробити висновок про відповідність або перевищення значень фактичних витрат підживлювальної води по котельнях підприємства. Збільшення витрат води на підживлення теплових мереж може бути обумовлено комплексом причин, серед яких і незадовільний стан трубопроводів теплових мереж, розбалансованість систем теплопостачання, що приводить до несанкціонованих витоків теплоносія споживачами, і ін.

У формі таблиці необхідно виконати розрахунок потенціалу економії електроенергії на потреби підживлювальних насосів при нормалізації витрат підживлювальної води до рівня нормативних значень.

Таблиця 7.17.

Потенціал економії електроенергії на потреби підживлювальних ***насосів***

Об'єкти	Нормативна витрата води, $м^3$/год	Тиск у зворотному трубопроводі теплової мережі, м вод. ст.	Тип/марка нових насосів	Розрахункове споживання електричної енергії насосами за опалювальний сезон, кВт•год	Фактичне споживання електричної енергії насосами за опалювальний сезон, кВт•год	Економія, кВт•год
ВСЬОГО						

Вищенаведений розрахунок справедливий для закритих систем теплопостачання.

У відкритих системах теплопостачання витрата підживлювальної води містить у собі частку витрати води на потреби гарячого водопостачання, що превалює над величиною витоків теплоносія крізь нещільності теплових мереж. Отже, режим подачі підживлювальної води є змінним за часом. Особливістю є також необхідність підтримки тиску нагнітання підживлювальної води відповідно до тиску у зворотній лінії теплової мережі, при цьому втрати тиску в трубопроводі підживлювальної води мізерно малі в порівнянні з тиском у зворотній лінії теплової мережі. У цьому випадку потрібно розглядати варіанти використання насосних станцій підживлення теплової мережі, що складаються з декількох насосів, а також використання перетворювачів частоти.

7.5.6. Аналіз ефективності роботи систем ХВП

Підживлювальна вода тепломережі не повинна містити активні корозійні речовини, що утворюють накип.

Якість підживлювальної води нормується "Правилами улаштування і безпечної експлуатації парових і водогрійних котлів" (ДНАОП 0.00-1.08-94). Ці норми приведені нижче.

Таблиця 7.18.

Норми якості підживлювальної води водогрійних котлів

Показник	Система теплопостачання					
	відкрита			закрита		
	Температура мережної води, ° С					
	115	150	200	115	150	200
Прозорість по шрифту, см, не менше	40	40	40	30	30	30
Карбонатна твердість, мкг-екв/кг: при pH не більше 8,5	800 [1] 700	750 [1] 600	375 [1] 300	800 [1] 700	750 [1] 600	375 [1] 300
при pH більше 8,5	Не допускається			З розрахунку РД 24.031.121-91 (Міненерго)		
Вміст розчиненого кисню, мкг/кг	50	30	20	50	30	20
Вміст сполук заліза (в перерахуванні на Fe), мкг/кг	300	300 [1] 250	250 [1] 200	600 [1] 500	500 [1] 400	375 [1] 300
Розмір pH при 25 ° С	От 7,0 до 8,5			От 7,0 до 11,0 [2]		
Вміст нафтопродуктів, мг/кг	1,0					

[1] В чисельнику вказані значення для котлів на твердому паливі, в знаменнику - на рідкому і газоподібному паливі..

[2] Для тепломереж закритих систем теплопостачання, в яких водогрійні котли працюють паралельно з бойлерами, що мають латунні трубки, верхня межа pH води в мережі є 9,5.

Примітка. Наведені вище вимоги не поширюються на водогрійні котли, встановлені на теплових електростанціях, теплових станціях і в опалювальних котельних, для яких якість води повинна відповідати вимогам «Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж».

Перевірка роботи водопідготовчих пристроїв полягає не лише в аналізі статистики втрат води на ХВО, але і у визначенні її якості.

Попередня очистка

Найбільш потужні водоочисні споруди мають у своєму складі освітлювачі. При освітленні з води видаляється частина солей жорсткості, кремнію та ін., за рахунок чого знижується загальний солевміст води. Робота систем попереднього очищення багато в чому визначає якість обробки води і при правильній роботі захищає трубопроводи і споживачів освітленої води від корозійного зносу і накопичення продуктів корозії в трубопроводах і устаткуванні.

У освітлювачі дозуються коагулянт (FeSO4 разом з вапняним молоком $Ca(OH)_2$ або $Al_2(SO_4)_3$). При високому вмісті в початковій воді бікарбонату кальцію $Ca(HCO_3)_2$ і застосуванні в якості коагулянту $Al_2(SO_4)_3$ (без вапнування) після процесу коагуляції за рахунок реакції коагулянту з бікарбонатами утворюється вільна вугільна кислота.

$$2Al_2(SO_4)_3 + 6Ca(HCO_3)_2 = 6CaSO_4\downarrow + 2Al_2O_3 + 12H_2CO_3, \qquad (7.21)$$

pH освітленої води внаслідок цього знижується до 6,2-6,8. Внаслідок цього корозійна активність води зростає на порядок, що призводить до зниження терміну служби трубопроводів на 3-7 років залежно від кількості бікарбонатів у воді. При ручному дозуванні коагулянту і вапняного молока ($FeSO_4$ і $Ca(OH)_2$) також можливе утворення вільної вугільної кислоти за рахунок нерівномірної витрати води і створення тимчасового дефіциту вапняного молока при пікових значеннях витрати води. Тільки автоматичне,

пропорційне кількості води, дозування реагентів в освітлювач забезпечує підтримку pH в інтервалі значень вище 7,2, що гарантує відсутність вільної вугільної кислоти у воді.

В процесі аудиту ХВП необхідно перевіряти значення pH освітленої води для визначення її корозійної активності.

Пом'якшувальна установка

Пом'якшування води запобігає утворенням накипу на поверхнях нагріву устаткування.

При підживленні сирою водою водогрійний котел працює не більше ніж один опалювальний сезон, після чого потребує заміни поверхонь нагріву або хімічного очищення. Пошкодження котлів і устаткування із-за підвищеної жорсткості води зустрічається рідко. Обробка води в пом'якшувальних фільтрах добре освоєна і зазвичай виконується відповідно до вимог режимних карт ХВП.

При обстеженні пом'якшувальної установки необхідно звернути увагу на таке:

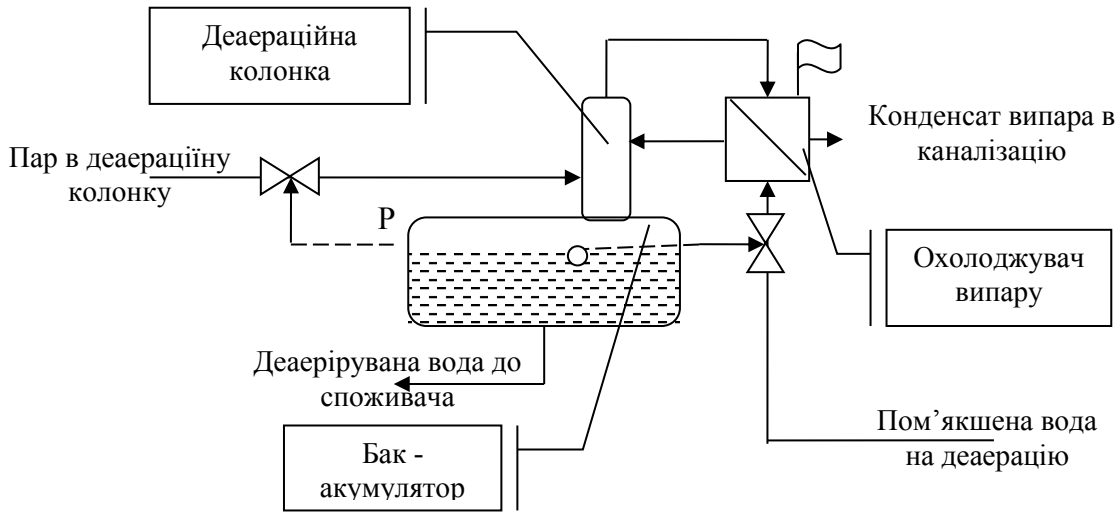
- використання відмивальної води для розпушування. Це свідчить про досить високий рівень експлуатації ХВО і бажанні використати можливості для скорочення споживання води і кількості стоків;
- частоту регенерацій, наявність часу для підготовки фільтрів до роботи. Швидке спрацьовування фільтрів, необхідність проводити практично безперервні регенерації свідчить про недостатню іонообмінну місткість фільтрів;
- наявність хімічного захисного покриття внутрішньої поверхні фільтрів. За відсутності покриття фільтрів в процесі пом'якшування відбувається насичення води оксидами заліза, які утворюють відкладення на поверхнях нагріву котлів і в мережах.

Деаераційна установка

Для захисту трубопроводів і устаткування від корозії традиційно застосовуються деаераційні пристрої, які забезпечують дегазацію води, в т.ч. видалення кисню. В процесі деаерації також відбувається розкладання частини (20-30% бікарбонатів з утворенням вуглекислого газу і подальшим його видаленням з ін. газами. Формула реакції розкладання приведена нижче.

$$Na(HCO_3) \rightarrow NaOH + CO_2\uparrow$$

Найбільш поширені деаератори двох типів: атмосферні і вакуумні. За наявності пари на котельній зазвичай для підготовки води застосовуються атмосферні деаератори. Принципова схема атмосферного деаератора наведена нижче.



Мал. 7.23. Принципова схема роботи атмосферного деаератора

За наведеною схемою пом'якшена вода проходить через регулятор рівня у баку - акумуляторі, охолоджувач випару і поступає в деаераційну колонку. У колонці при русі вниз вода нагрівається парою, що подається від низу до верху, до температури кипіння і втрачає розчинені гази, які йдуть з парою. Деаерована вода накопичується у баку-акумуляторі, звідки поступає до споживача в міру необхідності.

Пар подається в деаератор через регулятор тиску. Проходячи колонку від низу до верху, він забирає з киплячої води гази (кисень, азот, вуглекислий газ), що не конденсуються, при цьому велика частина його конденсується. Частина пара, що не сконденсувався, і гази (випар деаератора) виходить через штуцер випару, розміщений вверху колонки і подається в охолоджувач випару, де відбувається повна конденсація пара і попередній нагрів пом'якшеної води. Конденсат випару зливається в каналізацію унаслідок його великої корозійної активності, гази, що не конденсуються, виходять через штуцер видалення в атмосферу.

За відсутності на джерелі теплопостачання процесу генерації водяного пару (водогрійні котельні), для деаерації підживлювальної води встановлюються вакуумні деаератори. У вакуумних деаераторах для дегазації води використовується пар, що отримується при скипанні нагрівальної води шляхом створення в деаераторі тиску нижче атмосферного (вакууму). Значення абсолютного тиску в деаераційній колонці тісно пов'язане з температурою нагрівальної води, що подається в деаератор, і навпаки, технічно досяжне значення вакууму обумовлює температуру води, що подається на скипання. Теплофізичні властивості сухої насиченої пари (на лінії насичення) приведені нижче.

Таблиця 7.19.

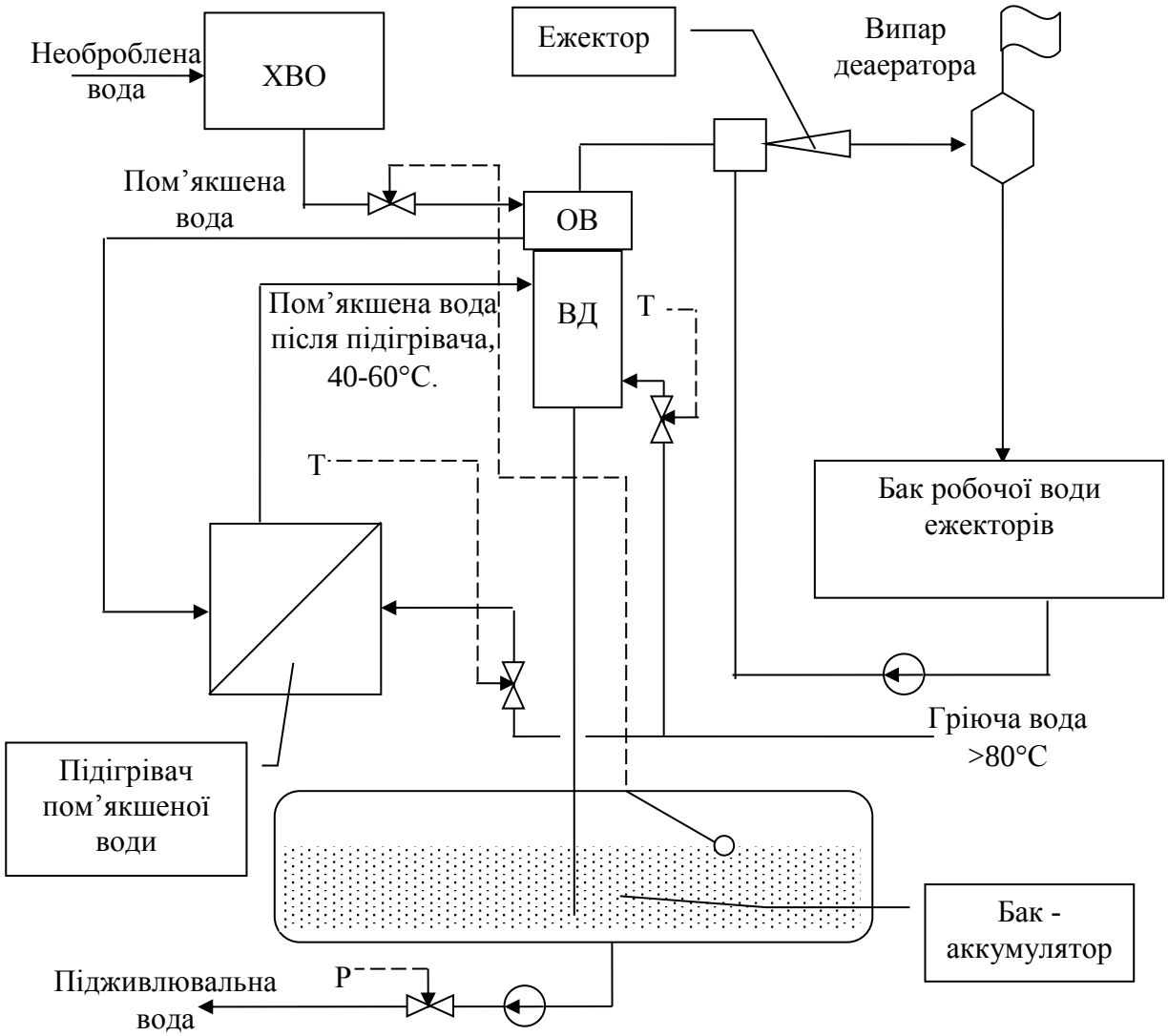
Теплофізичні властивості сухого насиченого пару

Абсолютний тиск р, кг/см^2	Температура насичення, °С	Щільність, кг/см^2	Питомий об’єм, м^3/кг	Питома ентальпія, ккал/кг		Прихована теплота утворення пара, ккал/кг
				Вода, що кипить	Пар	
0,1	45,45	0,067	14,950	45,4	617,0	571,6

0,2	59,67	0,129	7,789	59,7	623,1	563,4
0,4	75,42	0,246	4,066	75,4	629,5	554,1
0 6	85,45	0,360	2,782	85,5	633,5	548,0
0,8	92,99	0,471	2,125	93,0	636,4	543,4
1,0	99,09	0,580	1,725	99,2	638,8	539,6
1.2	104,25	0,687	1,455	104,4	6407	536,3
1,4	108,74	0,794	1,259	108,9	642,3	533,4
1,6	112,73	0,900	1,111	113,0	643,8	530,8
1,8	116,33	1,005	0,995	116,6	645,1	528,5
2,0	119,62	1,109	0,902	119,9	646,3	526,4

Конструкція вакуумних деаераторів відрізняється від атмосферних і вони набагато складніші в експлуатації. Ряд теплопостачальних організацій не має досвіду їх експлуатації і не в змозі забезпечити їх роботу в штатному режимі.

Схема вакуумного деаератора наведена нижче.



Мал. 7.24. Принципова схема роботи вакуумного деаератора

Наведена схема працює таким чином. Вода після ХВП подається на підігрівач пом'якшеної води, де нагрівається до температури 50-70°С залежно від розміру необхідного вакууму в деаераційній колонці. Після підігрівача вода поступає на охолоджувач випару, звідки потрапляє в деаератор (ВД), Там вона розпилюється і у міру падіння вниз по колонці підігрівається паром (до температури кипіння), який утворюється внизу колонки. Деаерована вода зливається у бак - акумулятор деаерованої води, звідки подається до споживачів.

Нагрівальна вода з температурою 80-150°С подається через регулятор вакууму вниз деаераційної колонки, де скипає і виділяє пар, який йде від низу до верху колонки, витрачаючи енергію конденсації для доведення пом'якшеної води до температури кипіння. Пар, що не сконденсувався, поступає в охолоджувач випару (ОВ), де конденсується, віддаючи теплову енергію пом'якшеній воді. Конденсат пару з охолоджувача випару подається в деаератор для його деаерації

Вакуумний деаератор оснащений наступними регуляторами:

- Регулятор температури пом'якшеної води, який підтримує задану температуру за рахунок регулювання витрати нагрівальної води на підігрівач зм'якшеної води;
- Регулятор вакууму, який підтримує заданий вакуум за рахунок регулювання витрати нагрівальної води в деаераційну колонку;

- Регулятор рівня у баку - акумуляторі, який змінює витрату пом'якшеної води в деаераційну колонку.

При проведенні аналізу ефективності роботи деаераційних пристроїв слід керуватися наступними критеріями:

- Умовою повної деаерації є підтримка незмінного значення температури на лінії кипіння води при заданому в деаераційній колонці тиску.
- Рівень і температура в деаераторі повинні підтримуватися автоматично. При ручному регулюванні одного з цих параметрів забезпечити повну дегазацію неможливо.
- Температура в деаераційній колонці повинна документуватися (автоматичне збереження значення параметра). Також має бути передбачена автоматична побудова графіку температури в деаераційній колонці від часового чинника (динаміка) на підставі задокументованих даних. Тільки постійне значення температури в деаераційній колонці, відображене на графіку, свідчить про наявність в колонці необхідних фізичних параметрів для процесу.

Для забезпечення стійкої роботи вакуумного деаератора необхідно переконатися у виконанні наступних умов.

1. Регулятори деаератора повинні працювати в автоматичному режимі:

- Регулятор температури зм'якшеної води (стабільна підтримка температури в діапазоні 50-70°С залежно від вибраної глибини вакууму в деаераційній колонці);

- Регулятор температури (розрідження) в колонці (стабільна підтримка температури в діапазоні 60-95°С);

- Регулятор рівня у баку-акумуляторі деаерованої води (витрата води через колонку повинна мінятися плавно, допускається зміна рівня у акумуляторі в межах 50-90%).

2. У вакуумній частині деаератора не повинно бути підсосів повітря. Усунення нещільності робиться після їх виявлення в процесі гідравлічного випробування.

3. Зважаючи на високу корозійну активність робочої води бак і трубопроводи робочої води бажано виконувати з пластмаси.

4. У баку-акумуляторі деаерованої води має бути забезпечений захист деаерованої води від насичення її киснем. Переважним є створення парової подушки у баку над поверхнею.

Наявність активних корозійних процесів в тепломережі при дотриманні вказаних вище умов свідчить про необхідність перевірки цілісності деаераційних пристроїв, герметичності (для вакуумних деаераторів) і правильності приєднання трубопроводів деаераційної колонки.

7.5.7. Аналіз ефективності системи розподілення та споживання теплової енергії

ЗОВНІШНІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ

Вихідними даними для розрахунку втрат теплоенергії в ЗТМ і з витоком є матеріальна характеристика ЗТМ, дані про фактичну температуру зовнішнього повітря впродовж року, фактичні температури в подавальному и зворотному трубопроводі теплових мереж котелень, що надаються теплопостачальним підприємством.

Матеріальна характеристика ЗТМ повинна містити:

- діаметр трубопроводу;
- протяжність ділянки відповідного діаметру;
- спосіб прокладки;
- середня глибина закладання по осі трубопроводів для підземної прокладки;
- вид теплоізоляційного матеріалу;
- товщина теплоізоляційного шару;
- технічний стан ділянки трубопроводів.

Інформація по тепловим мережах опалення повинна бути представлена по трубопроводам в двотрубному обчисленні, по мережах ГВП - в однотрубному обчисленні.

Наявність в системі теплопостачання ЦТП або насосних станцій, на яких відбувається централізоване змішування теплоносія з пониженням температурного графіка роботи квартальної теплової мережі, вимагає виділення характеристики ділянок мереж з пониженим графіком в окрему таблицю.

Розрахунок нормативних теплових втрат проводиться відповідно до діючої методики («Методика нормування витрат палива та теплової енергії на виробництво і транспортування теплової енергії для споживання системами опалення, вентиляції та гарячого водопостачання та господарсько-побутових потреб житлових будинків та громадських будівель в Україні»).

З достатньою для енергоаудиту точністю, розрахунок нормативних теплових втрат з зовнішніх поверхонь трубопроводів і з нормативним витоком виконуються за допомогою довідників з теплопостачання (під редакцією В.І. Манюка, М.М. Апарцева, Р.В. Щокіна та інші).

За результатами розрахунків необхідно визначити наступні значення:

1. Нормативні теплові втрати з зовнішніх поверхонь трубопроводів при розрахункових умовах, Гкал/год.
2. Втрати теплової енергії з нормативним витоком при розрахункових умовах, Гкал/год.
3. Нормативні теплові втрати з зовнішніх поверхонь трубопроводів при фактичних умовах за аналізований період, Гкал/год.
4. Втрати теплової енергії з нормативним витоком при фактичних умовах за аналізований період, Гкал/год.

Розрахунок нормативних тепловтрат з зовнішніх поверхонь трубопроводів і розрахунок втрат теплової енергії з нормативним витоком при розрахункових умовах, виконується виходячи з умов:

– Температура теплоносія в прямій та зворотній магістралях теплової мережі приймається за температурним графіком її роботи для розрахункової температури зовнішнього повітря.
– Температура теплоносія в прямій та зворотній (за наявності мереж циркуляції, рециркуляції) магістралях мереж ГВП приймається за температурним графіком її роботи.

– Розрахунок здійснюється для розрахункової температури зовнішнього повітря на опалення (розрахунковий режим роботи системи).
– Температура початкової води для підживлення системи теплопостачання приймається +5 ° С для зимового періоду, +15 ° С для літнього часу.

Результатом даних розрахунків є визначення нормативної величини надбавки на охолодження теплоносія в системі транспорту та у зв'язку з її втратою. Дане значення ($Q_{\text{т.п}}^{\text{расч}}$) використовується для визначення сумарного підключеного теплового навантаження на систему. Крім того, визначення нормативної витрати води на підживлення системи теплопостачання буде використано для аналізу ефективності використання води.

Розрахунок нормативних тепловтрат з зовнішніх поверхонь трубопроводів і розрахунок втрат теплової енергії з нормативним витоком при фактичних умовах за аналізований період, виконується виходячи з умов:
– Температура теплоносія в прямій та зворотній магістралях теплової мережі приймається за фактичними значеннями за аналізований період.
– Температура теплоносія в прямій та зворотній (за наявності мереж циркуляції, рециркуляції) магістралях мереж ГВП приймається за фактичними значеннями.
– Обчислення ведуться для фактичних температур зовнішнього повітря за аналізований період (фактичний режим роботи системи).
– Температура початкової води для підживлення системи теплопостачання для зимового і літнього періодів приймається за фактичними середнім значенням за аналізований період.

Середні температури ґрунту на глибині залягання осі трубопроводів в опалювальний та літній періоди приймаються згідно довідкових даних (Стор. 360. Водяні теплові мережі: Довідковий посібник з проектування. Під ред. Н.К. Громова, Є.П. Шубіна).

Розрахунок теплових втрат в ЗТМ для ділянок теплової мережі, прокладених попередньо ізольованими ППУ трубами (або ППУ шкарлупами), слід вести окремо, так як теплофізичні властивості ізоляційного матеріалу (ППУ) значно відрізняються від ізоляції, що зазвичай застосовується (мінераловата з різними наповнювачами).

Результати розрахунку нормативних втрат теплової енергії з поверхонь трубопроводів і з нормативним витоком за фактичних погодних умов аналізованого опалювального сезону є складовими статтями балансу розподілу виробленої теплоенергії.

Приклад таблиці розрахунку тепловтрат з зовнішніх поверхонь існуючих трубопроводів ЗТМ наведено нижче.

МІСЯЦІ РОКУ	Діаметр трубопроводу, мм	Довжина надземної ділянки, L, м	Довжина підземної ділянки L, м	Коеф-нт місцевих теплових втрат, bн	Коеф-нт місцевих теплових втрат, bп	Середньомісячна тем-ра мережної води у подавальному трубопроводі, tп, 'С	Середньомісячна тем-ра мережної води у зворотному трубопроводі, tо, 'С	Середня тем-ра води для підземної прокладки, tср, 'С	Середньомісячна тем-ра грунту, tг, 'С	Середньомісячна тем-ра зовнішнього повітря, tн.в., 'С	Різниця середньомісячної тем-ри води та грунту, 'С	Різниця середньомісячної тем-ри мережної води у подавальному трубопроводі та повітря, 'С	Різниця середньомісячної тем-ри мережної води у зворотному трубопроводі та повітря, 'С	Норма тепловтрат при підземному прокладанні, qп, ккал/м*год	Середньомісячні тепловтрати для підземного прокладання, Qп.ср.г., ккал/год	Норма тепловтрат при надземному прокладанні, qнп, ккал/м*год	Середньомісячні тепловтрати для надземного прокладання, Qнп.ср.г., ккал/ч	Норма тепловтрат при надземному прокладанні, qно, ккал/м*ч	Середньомісячні тепловтрати для надземного прокладання, Qно.ср.г., ккал/ч	Середньомісячні тепловтрати, Qн.ср., Гкал/год	Час роботи котельні у місяць, год	Втрати теплоенергії у мережі котельні за місяць, Гкал
Січень 2010 року.	32			1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2			23,23392		18,37657				
	48			1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2			26,95738		21,65806				
	57		228,3	1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2	56,3	15431	30,56851		24,84251		0,015		
	76		585	1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2	64,4	45221	34,95265		29,06452		0,045		
	89		936,7	1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2	69,5	78099	39,14695		32,41134		0,078		
	108		768,8	1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2	76,6	70668	42,94317		35,87742		0,071		
	133		389,8	1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2	85,5	39989	47,05551		39,97447		0,040		
	159		1897	1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2	94,6	215240	50,83537		42,9566		0,215		
	194			1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2			57,62683		48,47683				
	219		1698	1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2	113,8	231895	61,42305		51,94291		0,232		
	273		348,5	1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2	132,8	55556	69,03421		59,47966		0,056		
	325		408	1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2	149,7	73315	79,90529		68,12903		0,073		
	377			1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2			92,59842		79,91554				
	426		580,5	1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2	183,8	128059	105,1908		91,4954		0,128		
	480			1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2			112,2752		98,5704				
	530			1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2			119,8816		105,1613				
	630		846	1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2	252,1	255966	131,3686		115,2933		0,256		
	720			1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2			145,4691		127,378				
	820			1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2			167,5456		148,3503				
	920			1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2			189,8343		169,2258				
	1020			1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2			218,7707		196,22				
	1220			1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2			250,3741		228,7639				
	1420			1,25	1,2	67,3	52,56	59,9	6,9	-2,6	53	69,9	55,2			277,5215		249,5517				

МІСЯЦІ РОКУ	Діаметр трубопроводу, мм	Довжина надземної ділянки, L, м	Довжина підземної ділянки L, м	Коеф-нт місцевих теплових втрат, bн	Коеф-нт місцевих теплових втрат, bп	Середньомісячна тем-ра мережної води у подавальному трубопроводі, tп, 'С	Середньомісячна тем-ра мережної води у зворотному трубопроводі, tо, 'С	Середня тем-ра води для підземної прокладки, tср, 'С	Середньомісячна тем-ра ґрунту, tг, 'С	Середньомісячна тем-ра зовнішнього повітря, tн.в., 'С	Різниця середньомісячної тем-ри води та ґрунту, 'С	Різниця середньомісячної тем-ри мережної води у подавальному трубопроводі та повітря, 'С	Різниця середньомісячної тем-ри мережної води у зворотному трубопроводі та повітря, 'С	Норма тепловтрат при підземному прокладанні, qп, ккал/м*год	Середньомісячні тепловтрати для підземного прокладання, Qп.ср.г., ккал/год	Норма тепловтрат при надземному прокладанні, qнп, ккал/м*год	Середньомісячні тепловтрати для надземного прокладання, Qнп.ср.г., ккал/ч	Норма тепловтрат при надземному прокладанні, qно, ккал/м*ч	Середньомісячні тепловтрати для надземного прокладання, Qно.ср.г., ккал/ч	Середньомісячні тепловтрати, Qн.ср., Гкал/год	Час роботи котельні у місяць, год	Втрати теплоенергії у мережі котельні за місяць, Гкал
	Всього за січень 2010 року:														**1209438,7**					**1,209**	**744**	**899,82**

Таблиця 7.23 .Приклад таблиці розрахунку тепловтрат з зовнішніх поверхонь існуючих трубопроводів ЗТМ

Розрахунок теплових втрат з нормативним витоком проводиться згідно з існуючими методиками на підставі зведеної характеристики розрахункової мережі в однотрубному обчисленні.

Таблиця 7.24.

Зовнішні теплові мережі			
Ø нар., мм	Vуд, $м^3$/км	L, км	V, $м^3$
700	390		
600	300	1,7	507,60
500	210		
400	135	1,2	156,74
350	101		
300	75	0,8	61,20
250	53	0,7	36,94
200	34	3,4	115,46
150	18	3,8	68,29
125	12	0,78	9,36
100	8	1,54	12,30
80	3	1,9	5,62
70	1,4	1,2	1,64
50	1,4	0,5	0,64
40	1,3		
32	0,6		
РАЗОМ, $м^3$			975,79
Приєднане навантаження, Гкал			23,66
Об'єм внутрішніх систем опалення, $м^3$			461,4
ВСЬОГО, $м^3$			1437,19
Нормативний виток (зима), $м^3$/год			3,59296
Нормативний виток (літо), $м^3$/год			2,43946

Приклад складених зведених характеристик мереж у однотрубному обчисленні

Рівень годинного нормативного підживлення системи теплопостачання при існуючій ситуації розраховується в обсязі 0,25% від фактичної ємності трубопроводів мереж і приєднаних до них систем опалення, вентиляції будівель і підігрівачів гарячого водопостачання.

Розрахунок теплових втрат з нормативним витоком проводиться на підставі даних про середні температури теплоносія і температури початкової води, яка використовується для підживлення системи. Середня температура теплоносія визначається як:

$$T_{ср} = \frac{T_1^{ср} + T_2^{ср}}{2}, \qquad (7.25)$$

Розрахунок тепловтрат з нормативним витоком в заданий інтервал часу (Гкал) визначається за формулою:

$$Q_{вит} = G_{вит} \times (T_{ср} - Tпоч.в.) \times n_{інт} \times 10^{-3}, \qquad (7.26)$$

де: $G_{вит}$ – середнє значення нормативного витоку в заданому інтервалі, м^3/год.

$T_{ср}$ - середня температура теплоносія в системі в заданому інтервалі, °С.

Tпоч.в. – фактична середня температура початкової води, яка використовується на підживлення системи (при відсутності даних +5°С взимку, +15°С - влітку).

$n_{інт}$ – тривалість заданого тимчасового інтервалу, для якого визначені середні значення параметрів, год.

Рекомендується в якості заданого тимчасового інтервалу приймати 1 календарний місяць; і значення всіх параметрів визначати у вигляді середньомісячних значень. Тривалість тимчасового інтервалу для розрахунків в 1 місяць є оптимальним строком, протягом якого робота системи є відносно стабільною, а обчислені значення досить інформативними для порівняння.

Таблиця 7.25.

Результати розрахунку тепловтрат з нормативним витоком у зовнішніх тепломережах опалення й ГВП та у внутрішніх системах опалення споживачів

Джерело теплової енергії		Найменування параметру	Січень 2010 року
1		2	3
Котельня	Мережі опалення	Середня температура мережної води, °С	59,9
		Нормативний виток, м^3/год	2,44
		Кількість годин роботи котельні, год	744
		Тепловтрати з витоком, Гкал/міс	***99,68***
	Внутрішні системи опалення	Середня температура мережної води, °С	59,9
		Нормативний виток, м^3/год	1,15
		Кількість годин роботи котельні, год	744
		Тепловтрати з витоком, Гкал/міс	***47,13***
	Мережі ГВП	Середня температура мережної води, °С	52,5
		Нормативний виток, м^3/год	0,15
		Кількість годин роботи котельні, год	135
		Тепловтрати з витоком, Гкал/міс	***0,99***
Всього по котельні			***48,12***

Споживачі теплової енергії

Споживачами теплової енергії є житлові будинки, бюджетні заклади та установи, комунальні підприємства та ін. За тарифами на природний газ споживачі поділяються на 3 групи: населення, бюджет та інші споживачі.

Вихідними даними для аналізу системи розподілення та споживання теплової енергії є відомості про приєднані розрахункові теплові навантаження на опалення, вентиляцію,

ГВП, наявність приладів обліку споживання теплової енергії, схеми приєднання споживачів до теплових мереж та інша інформація, що надається теплопостачальним підприємством.

Енергоаудиторам необхідно проаналізувати вихідні дані, надані теплопостачальним підприємством, врахувати результати інструментального обстеження характерних теплових вводів споживачі та зробити наступні висновки:

- Про ступінь розвитку системи обліку споживання теплової енергії, номенклатуру засобів вимірювальної техніки, їх стан та використання їх показань.
- Про схеми приєднання систем опалення споживачів до теплових мереж, ступінь оснащення теплових вводів КВПіА, наявність, тип та стан обладнання змішування (елеватори, насоси).
- Наявність, тип, стан, оснащення КВПіА теплотехнічного обладнання для приготування гарячої води.
- Відповідність фактичних параметрів режиму споживання теплової енергії вимогам.

Під час енергетичного аудиту енергоаудиторами потрібно розглянути питання модернізації теплових пунктів.

Модернізацію теплових пунктів здійснюють для вдосконалення теплопостачання будинку відповідно до сучасних вимог.

Основне завдання модернізації – організація обліку споживання теплової енергії абонентом та зменшення обсягів споживання теплової енергії при поліпшенні рівня теплового комфорту в приміщеннях.

Складові модернізації ІТП:

- встановлення приладів обліку теплової енергії;
- встановлення автоматичного регулятора теплового потоку, що корегує відпуск теплоти згідно з погодними умовами;
- встановлення замість гідроелеваторів циркуляційних насосів.

В теплі дні опалювального сезону відбувається перегрів будівель, викликаний підвищеною температурою теплоносія у подавальному трубопроводі теплової мережі для забезпечення нагріву води на потреби ГВП за допомогою підігрівачів. Мануальне управління споживанням теплової енергії на опалення шляхом пересування відсічної арматури дозволяє отримати невеликий ефект економії споживання теплової енергії, але без циркуляційного насосу у місцевій системі опалення призводить до призупинення циркуляції теплоносія у внутрішній системі.

Таким чином, необхідність встановлення регуляторів теплового потоку для зменшення витрат тепла на опалення обумовлена економічною доцільністю проведення цих робіт з боку як споживача, так і теплопостачальної організації.

Відсутність засобів обліку теплової енергії на абонентських уведеннях призводить до економічної незацікавленості споживача у регулюванні споживання теплової енергії.

8. ЕА СИСТЕМИ ВОДОПОСТАЧАННЯ ТА ВОДОВІДВЕДЕННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

8.1. Вступ

Розроблена Методика передбачає впровадження єдиної системи проведення енергетичних обстежень систем водопостачання та водовідведення з метою досягнення максимального ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) та підготовки водогосподарчого балансу. Методика використовується енергоаудиторами, при проведенні енергетичних аудитів системи водопостачання та водовідведення.

Методика виконання робіт з енергетичних аудитів установлює вимоги до організації робіт та порядку проведення енергетичного аудиту систем водопостачання та водовідведення.

Методика визначає:

- мету та завдання енергетичного аудиту;
- основні етапи проведення енергетичного аудиту;
- вимоги до організації робіт з енергетичного аудиту;
- вимоги до порядку проведення енергетичного аудиту, а саме:
  - попередній аналіз вихідних даних з опитувальних листів;
  - інструментальне обстеження систем водопостачання та водовідведення;
  - обробка та аналіз отриманої інформації.

Після отримання вихідних даних згідно опитувальних листів, необхідно скласти зведену інформацію про систему теплопостачання з коротким описом її особливостей та основних параметрів, що дає загальне уявлення про систему теплопостачання в цілому.

При необхідності отримання додаткових або уточнення отриманих даних проводиться інструментальне обстеження, яке може бути як візуальним так і обстеженням за допомогою штатних засобів вимірювальної техніки, які дозволяють фіксувати основні технічні параметри. Для фіксації додаткових параметрів використовуються портативні прилади.

Обробка та аналіз отриманої інформації включає:

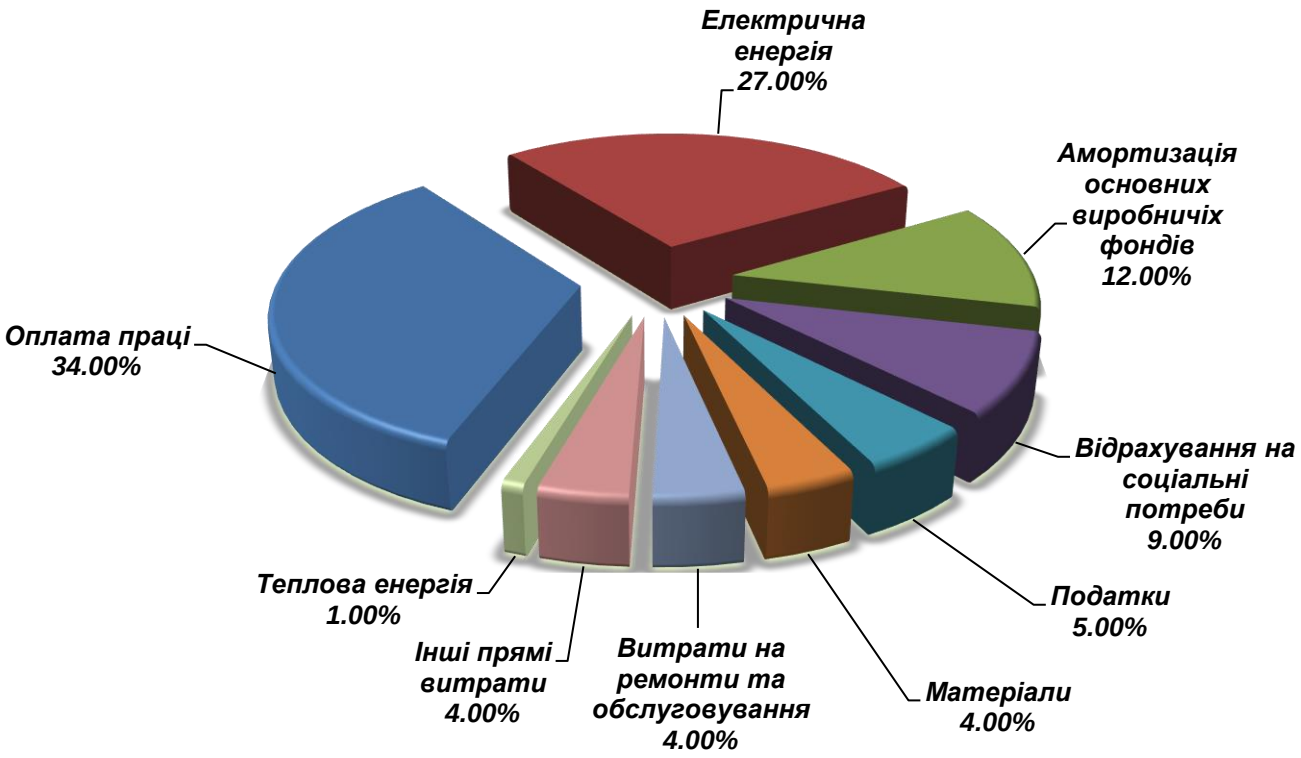
- аналіз існуючого стану системи контролю та обліку ПЕР;
- аналіз ефективності роботи систем водопостачання та водовідведення;
- формування переліку шляхів та засобів економії витрат ПЕР в системі водопостачання та водовідведення;
- розроблення заходів з енергозбереження з їх техніко-економічним обґрунтуванням.

Обробка та аналіз інформації щодо систем водопостачання та водовідведення дозволяє сформувати перелік шляхів та засобів економії витрат ПЕР та розробити заходи з енергозбереження з їх техніко-економічним обґрунтуванням.

Виробнича діяльність муніципальних підприємств централізованого водопостачання з позицій енергетичних витрат передбачає головним чином використання електроенергії для забезпечення послуги водопостачання та водовідведення споживачів.

Проведені енергетичні аудити багатьох підприємств централізованого водопостачання та водовідведення показали, що частка платежів за енергоресурси в загальній структурі собівартості надання послуги є значною часткою витрат.

Нижче, як приклад, наведена структура собівартості послуг водопостачання та водовідведення одного з водопостачальних підприємств.



Мал. 8.1. Структура собівартості надання послуги водопостачання та водовідведення

Таким чином, впровадження енергоефективних технологій використання енергоресурсів мають найважливіше значення для підприємств водопостачання/водовідведення.

8.2. Вихідні дані для ЕА

Для виконання робіт з енергетичного аудиту систем водопостачання/водовідведення енергоаудиторам необхідно отримати від водопостачального підприємства наступну вихідну інформацію:

1. Договори з організаціями/підприємствами - постачальниками електричної енергії, на підставі яких здійснюється її постачання, тарифи на водокористування та шкідливі стоки.
2. Перелік насосних станцій, що знаходяться на балансі водопостачального підприємства, із зазначенням режимних параметрів.
3. Перелік водопідготовчих та очисних споруд з зазначенням їх технічних характеристик.
4. Склад та технічні характеристики основного насосного обладнання насосних та очисних споруд води та стоків.
5. Матеріальна характеристика мереж транспорту води та стоків.
6. Розрахункові навантаження на ділянки системи водопостачання та водовідведення міста.
7. Схеми водопостачання та водовідведення.
8. Відомості про прилади комерційного і технічного обліку витрат електричної енергії та води, встановлених для контролю та обліку споживання структурними підрозділами підприємства.
9. Відомості про щомісячні (щодобові за визначений період) фактичні витрати електроенергії та води підприємством в цілому і його структурними підрозділами за три останні повні роки.

10. Відомості про щомісячні фактичні витрати коштів підприємства за споживання електроенергії, води та стоки за три останні повні роки.
11. Поточні тарифи на електричну енергію, водокористування та шкідливі стоки на момент проведення енергетичного аудиту для техніко-економічного обґрунтування пропонованих до реалізації ЗПЕ.

Наведені відомості є необхідними для виконання робіт з енергетичного аудиту систем водопостачання та відведення населених пунктів, але не обмежуються вищенаведеним списком. Під час роботи може виникати необхідність у додатковій інформації, що стосується режимів роботи, особливостей експлуатації окремого обладнання, відомостей про добові витрати електроенергії, та ін.

8.3. Попередній аналіз вихідних даних з опитувальних листів

Вихідні дані з опитувальних листів дозволяють енергоаудиторам скласти перше враження про водопостачальне підприємство, ознайомитись зі структурою підприємства, виділити найбільш енергоємні підрозділи, оцінити наявний склад основного технологічного обладнання і т.д. Вихідні дані також є підставою для розробки попереднього плану інструментального обстеження, його масштабу та виділення об’єктів інструментального обстеження.

Окрім вищевказаного, енергоаудитори на підставі вихідних даних проводять аналіз енергетичних витрат водопостачального підприємства.

Основою для аналізу енергетичних витрат підприємства є структура собівартості надання послуги водопостачання споживачам та статистичні дані про витрати енергоресурсів за три останні повні роки.

Методика аналізу енергетичних витрат водопостачального підприємства аналогічна той, що наведена в параграфі 8.3 для теплопостачальних підприємств, та включає до себе:

– аналіз структури собівартості надання послуги водопостачання/водовідведення;
– аналіз структури витрат підприємства на енергоресурси;
– аналіз енергетичних витрат підприємства за період трьох останніх років;
– аналіз динаміки витрат окремих видів ПЕР в натуральному виразі та динаміки змінення тарифів на ПЕР;
– інше за потреби.

8.4. Інструментальне обстеження

8.4.1. Система приготування питної води

Обладнанням для приготування води на водопостачальних підприємствах є резервуари для відстоювання води, фільтрувальні пристрої, хлораторні, озонатори, пристрої ультрафіолетової обробки, насосні станції, інше допоміжне обладнання.

Обстеження переліченого обладнання здійснюється як візуально, так і інструментально.

При *візуальному обстеженні* слід звертати увагу на технічний стан вузлів та елементів системи:

✓ стану насосного обладнання, трубопроводів води і арматури;
✓ технічного стану фільтрів та освітлювання (відстоювання) води;
✓ стану приладів обліку електричної енергії та води, манометрів та термометрів;
✓ автоматики дозування реагентів та інших методів обробки води.

Також перевіряється наявність режимних карт і здійснюється контроль ведення режимів на предмет відповідності режимним картам хімічного режиму водоочищення.

Як правило, на водопостачальних підприємствах постійним обліком охоплені витрати електричної енергії та води, але тільки на рівні комерційного обліку. У переважній більшості випадків комерційним обліком охоплене загальне споживання електроенергії.

Технічний облік витрати електричної енергії по кожному з великих агрегатів, як правило, відсутній.

За цих обставин, споживання енергії окремими агрегатами та підрозділами неможливо виділити в загальній структурі споживання. Тому проведення інструментального обстеження режимів роботи насосних агрегатів є важливим і необхідним етапом проведення енергетичного аудиту. Результати такого інструментального обстеження є *відправною точкою* аналізу ефективності використання електроенергії та води на підприємстві.

Інструментальне обстеження роботи водопостачальних підприємств проводиться з використанням штатних засобів вимірювальної техніки, які дозволяють фіксувати основні технічні параметри роботи, а також з використанням портативних енергодіагностичних приладів, які дозволяють отримати додаткові значення параметрів, необхідних для проведення повного аналізу ефективності роботи обладнання.

До штатних засобів вимірювальної техніки відносяться прилади, що фіксують наступні параметри:

- Витрата електричної енергії на підприємстві;
- Величину току окремих насосних агрегатів та підрозділів;
- Споживання непідготовленої води підприємством та відпуск споживачам питної води;
- Розмір втрат води на технологічні потреби;
- Споживання теплоенергії або палива на опалення підприємства;
- Тиск води по всіх етапах її очищення;
- Хімічні показники якості води (pH, прозорість т ін.);

Основними портативними енергодіагностичними приладами є:

- Накладний витратомір;
- Аналізатори електричної енергії;
- Кондуктометричні та інші прилади контролю хімічних параметрів первинної та приготовленої води.

Інструментальне обстеження проводиться обов'язково в присутності супроводжуючої особи, з дотриманням всіх правил техніки безпеки, із застосуванням засобів індивідуального захисту.

8.4.2. Система водопостачання

Основними електроприймачами систем водопостачання є насоси насосних станцій 1-го та 2-го підйому та допоміжних насосних станцій: Порівняно з цими інші споживачі енергії є незначними.

Інструментальне обстеження проводиться з використанням портативних засобів вимірювальної техніки, що дозволяють фіксувати основні електричні параметри роботи електроприймачів.

Як правило, необхідним є вимірювання наступних параметрів роботи електроприймачів з робочою напругою 0,4 кВ:

- активна потужність;
- реактивна потужність;
- повна потужність;
- коефіцієнт потужності.

Розрахунок значень потужності, що споживається електроприймачами з робочою напругою 6 кВ, здійснюється у порядку, наведеному в параграфі 8.4.2 Методики.

Крім вимірювань електричних параметрів роботи електроприймачів для подальшого аналізу ефективності використання електричної енергії необхідно також фіксувати величини тиску рідини на вході і нагнітанні насосного агрегату, його поточну продуктивність, за наявності відповідних контрольно-вимірювальних приладів (манометри й витратоміри) .

8.4.3. Система водовідведення

При обстеженні системи водовідведення необхідно виконати наступний обсяг робіт:

- уточнення обсягів стічних вод і схем водовідведення та навантажень окремих КНС;
- виявлення приладів обліку стоків, збір статистичних даних на підставі показань даних приладів;
- вимірювання параметрів споживання електричної енергії основним насосним обладнанням КНС;
- збір інформації про тривалість терміну експлуатації трубопроводів, ємностей, технологічного обладнання (насоси, компресорне обладнання, аератори та ін.);
- збір інформації про наявні у підприємства програми розвитку;
- збір даних про хімічний склад води, що відводиться після очисних споруд, її вплив на трубопроводи та обладнання;
- інформація про об'єм метану, що утворюється під час переробки стічних вод та твердих відходів та їх використання.

Зібраних даних має бути достатньо для обґрунтування програми енергозбереження підприємства.

8.5. Обробка та аналіз отриманої інформації

8.5.1. Аналіз існуючого стану системи контролю та обліку ПЕР

Облік витрат енергоресурсів є однією з неодмінних умов для можливості керування енергоспоживанням підприємства (функціонування енергетичного менеджменту). Це відноситься рівною мірою до всіх енергоресурсів, що використовуються на підприємстві. Чим вище ступінь розвитку системи обліку ПЕР, тим ефективніше може бути організоване керування витратами ПЕР.

Система контролю й обліку витрат ПЕР підприємств містить у собі:

- Комерційний облік (для розрахунків з постачальниками ПЕР й субабонентами);
- Технічний облік (для контролю витрат ПЕР окремими технологічними агрегатами).

У більшості випадків на водопостачальних підприємствах організований тільки комерційний облік витрат ПЕР по структурних підрозділах підприємства (насосні станції, адміністративні будівлі).

Аналіз системи обліку ПЕР необхідно проводити відповідно до наступних критеріїв:

- Наявність засобів обліку;
- Охоплення витрат ПЕР обліком;
- Технічний стан засобів обліку й відповідність метрологічним вимогам;
- Можливі рівні деталізації балансів використання ПЕР;
- Наявність автоматизації обліку ПЕР;
- Періодичність контролю показань засобів обліку;
- Первинна обробка інформації про витрати ПЕР.

Аналіз системи обліку ПЕР водопостачального підприємства за наведеними критеріями аналогічний наведеному в параграфі 8.5.1 для теплопостачальних підприємств.

На підставі проведеного аналізу енергоаудиторами робляться висновки про існуючий стан системи обліку ПЕР на підприємстві, ступень її оснащеності приладами обліку, їхній стан, використання показань, наявні недоліки і можливості її модернізації й розвитку.

8.5.2. Формування балансів використання ПЕР

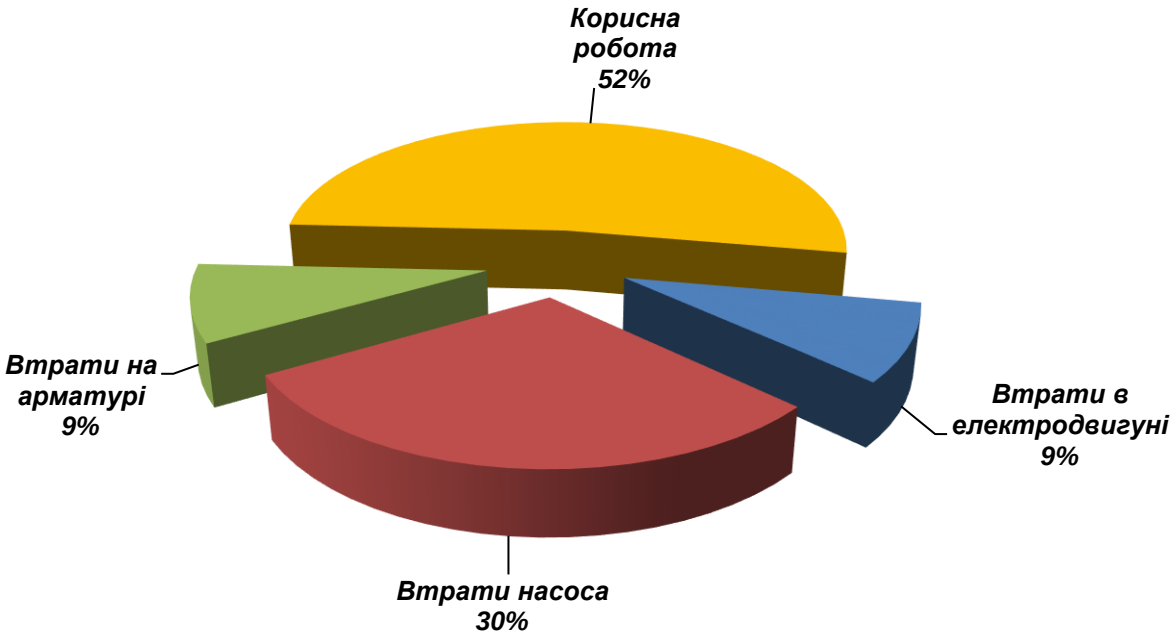
Баланси використання ПЕР водопостачальних підприємств складається з приходу і витрати енергії.

Формування балансів використання ПЕР здійснюється за тими ж принципами, що наведені в параграфі 8.5.3.

Завданням складання балансів використання ПЕР є:

– визначення основних напрямків подальшого аналізу ефективності використання ПЕР (найбільш енергоємні об’єкти).
– виявлення можливості скорочення нераціональних витрат енергії шляхом проведення різних заходів з удосконалення технологічних процесів і зниження нераціональних допоміжних витрат.

Нижче наведений приклад графічної форми подання енергетичного балансу використання електроенергії насосним агрегатом.



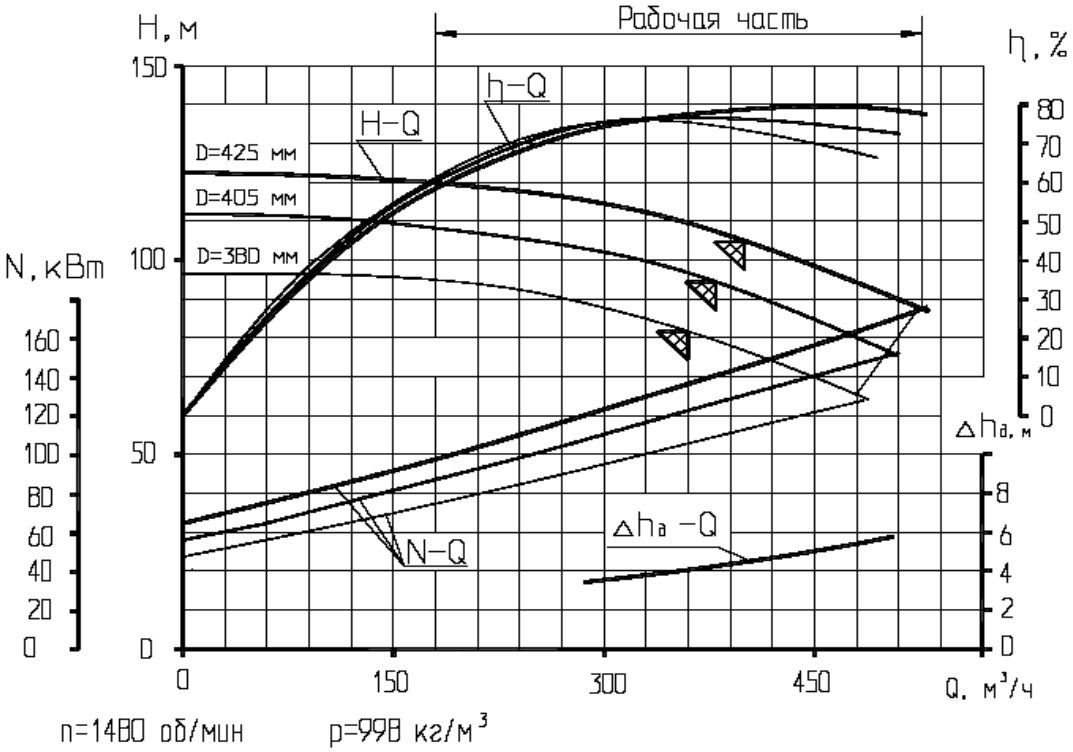
Мал. 8.2. Приклад балансу використання електроенергії насосним агрегатом

8.5.3. Аналіз ефективності роботи насосних агрегатів

Аналіз ефективності роботи насосних агрегатів проводиться на підставі наступних вихідних даних:

1. Графічних характеристик насосів, що використовуються в роботі;
2. Даних вимірювань електричної потужності, що споживається насосними агрегатами;
3. Показань манометрів на вході і нагнітанні насосних агрегатів, витратомірів води;

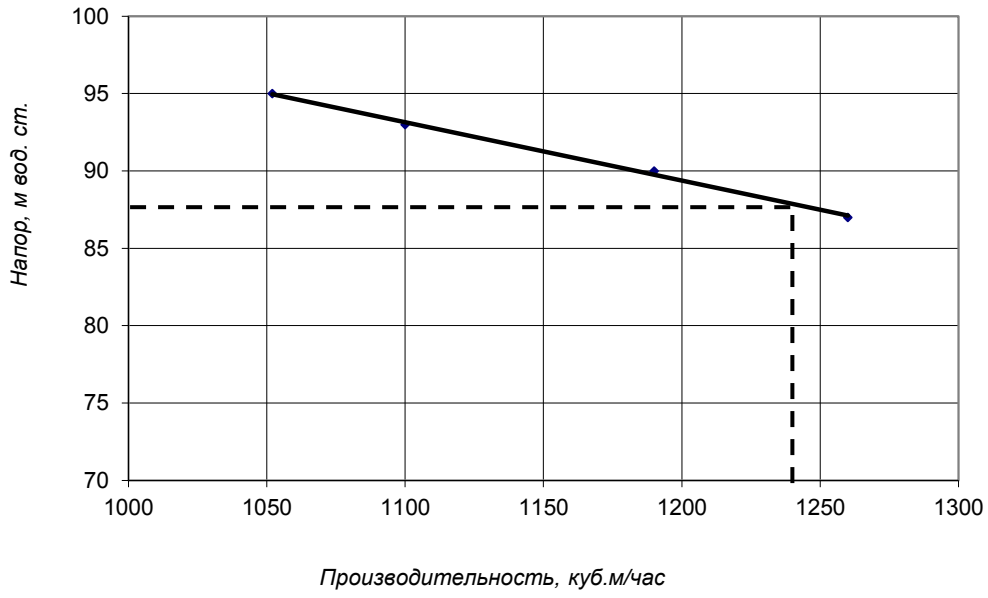
Приклад графічної характеристики насосів наведена нижче на малюнку.



Мал. 8.3. Графічна характеристика насоса

У випадку спільної паралельної роботи декількох насосних агрегатів для визначення спільної подачі насосів необхідно побудувати графічну характеристику спільної роботи насосів шляхом складання подач насосів, що працюють паралельно, при одних і тих же значеннях напору.

Приклад побудованої спільної характеристики паралельно працюючих насосів наведений на малюнку.



Мал. 8.4. Спільна характеристика паралельно працюючих насосів

Під час аналізу фактичних режимів роботи насосних агрегатів енергоаудиторами потрібно визначити:

– фактичну витрату води, що перекачується насосними агрегатами;
– значення напору, що розвиває насосний агрегат;
– фактичне значення ККД насосного агрегату.

На підставі проведеного аналізу енергоаудиторами робиться висновок щодо економічності роботи насосного агрегату (або декількох насосних агрегатів) в зазначених режимах.

Втрати електричної енергії від зниження ККД насоса можна визначити за формулою:

$$\Delta Э = 0{,}00272 \cdot \frac{HQT}{\eta_д} \cdot \left(\frac{1}{\eta_{факт}} - \frac{1}{\eta_{макс}} \right), \qquad (8.1)$$

де: 0,00272 – безрозмірний коефіцієнт;
H – напір, що розвиває насос, м вод. ст.;
Q – подача насоса, $м^3$/год;
T- розрахунковий час роботи насоса, год;
$\eta_{макс}$ – максимальный КПД насоса;
$\eta_{факт}$ – фактичний ККД насоса;
$\eta_{д}$ – ККД двигуна, приймається за характеристикою електродвигуна.

Загальні методичні вказівки щодо аналізу роботи насосних агрегатів

<u>Втрати потужності гідравлічних систем</u>

Втрати потужності в гідравлічних системах включають в себе:

- гідравлічні (перетворення кінетичної енергії в потенційну та обумовлені зміною конфігурації трубопроводів по довжині та ін.);
- об'ємні втрати (втрати з витоком), що визначаються зворотним витоком рідини крізь нещільності насосного агрегату;
- механічні втрати, включають до себе втрати на тертя дисків робочих коліс о рідину, в сальниках, підшипниках.

Зазначені втрати визначають ККД насоса та режим його роботи. ККД насосів зазвичай становлять:

- для насосів низького тиску ……..0,4–0,7;
- середнього та високого тиску ..……0,6–0,8;
- насоси нових конструкцій ……0,8–0,9.

Електроенергія, що споживається насосом (кВт•год) дорівнює:

$$E = Q \times H \times \gamma \times T / 3600 \times 102 \times \eta_п \times \eta_н \times \eta_д, \qquad (8.2)$$

де: Q – подача (продуктивність) насоса, $м^3$/год;
H – повний напір з урахуванням висоти всмоктування, м вод. ст.;
γ – питома вага рідини, кг/$м^3$;
T – тривалість роботи насоса, год;
$\eta_п \eta_н \eta_д$, – ККД передачі, насоса і двигуна.

Аналіз рівняння дозволяє визначити ***основні напрямки зменшення витрати електроенергії, що споживається насосами:***

➢ підвищення ККД насосів шляхом:
  – заміна застарілих малопродуктивних насосів насосами з високим ККД:

$$\Delta E = 0{,}00272 \times H \times Q \times T / \eta_д \times [1/ (\eta_{нс} - \eta_{нн})], \qquad (8.3)$$

  – підвищення ККД передачі (конструкція моноблока, на загальному валу);
  – поліпшення завантаження насосів, відомо, що для будь-якого режиму роботи насоса питома витрата електроенергії, кВт•год./$м^3$, дорівнює:

$$\Delta E = 0{,}00272 \times H / \eta_н \times \eta_д \qquad (8.4)$$

- зменшення опору трубопроводів;

Втрати в трубі на прямій ділянці:

$$\Delta H_{п.д.} = 0{,}083\ \lambda\ Q\ L^2 / d^5, \qquad (8.5)$$

Для місцевих опорів:

$$\Delta H_{п.д.} = 0{,}083\ f\ Q^2 / d^4, \qquad (8.6)$$

де: λ – коефіцієнт тертя води об стінки труб (0,02-0,03);
L – довжина ділянки трубопроводу, м;
Q – дійсна витрата, $м^3/с$;
D – діаметр трубопроводу, м;
F – коефіцієнт місцевого опору, рівний:
– для засувок - 0,5;
– для закругленого під прямим кутом коліна – 0,3;
– для зворотного клапану – 0,5.

Нова питома витрата електроенергії визначається за формулою (див. вище)

- скорочення витрати і втрат рідини за рахунок:
  - ліквідації витоків і безцільної витрати;
  - впровадження оборотного водопостачання;
  - вдосконалення системи охолодження.

<u>Регулювання роботи насосів.</u>

Частіш за все насоси працюють у режимі, коли впродовж часу їх продуктивність та розшиваний напір змінюються за величиною. Вибір раціонального методу регулювання роботи насоса забезпечує значну економію електроенергії.

Основним завданням регулювання насоса є подача в мережу (систему) витрати Q, заданого визначеним графіком. Всі основні параметри насоса (напір, потужність на валу насоса і ККД насоса) змінюються залежно від витрати (подачі).

Регулювання режиму роботи насоса може здійснюватися:

- Напорною або приймальною засувкою (дроселем) – зменшує тільки подачу, на напірному патрубку заснований на збільшенні опору напірної лінії, при прикритті засувки робоча точка зміщується по робочій характеристиці насоса вліво вгору і визначає тим самим нові значення параметрів. Дросельне регулювання відповідає введенню додаткового гідравлічного опору в мережу трубопроводу насоса. Використовується тільки з метою зменшення подачі. Дроселювання зменшує потужність на валу насоса і його ККД та підвищує частку електроенергії, що витрачається на регулювання. Потужність (кВт), що втрачається при цьому, дорівнює:

$$\Delta P = \gamma \times Q_{рег} \times \Delta H_{рег} / 102 \times \eta_{рег}, \qquad (8.7)$$

де: γ – питома вага рідини;
$Q_{рег}$ – подача регульована дроселюванням;
$\Delta H_{рег}$ – напір, що непродуктивно втрачається на засувці, м вод. ст.;
$\eta_{рег}$ – ККД регулювання.

- Зміною числа працюючих насосів;
- Зміною частоти обертання електродвигуна.

Розрахунок повного напору насоса

Розрахунок повного напору, що розвивається насосом, здійснюється за формулою:

$$H = H_H - H_П + H_{ПОТ} + H_M, м, \qquad (8.8)$$

де: H_H - тиск після насоса, м вод. ст.;

$H_П$ - тиск (+геометрична висота всмоктування) на вході насоса, м вод. ст.;

$H_{ПОТ}$ - втрати напору на вході насосу, м вод. ст.;

H_M - рівень манометра над трубопроводом, м.

Втрати напору у трубопроводі на вході насосу розраховуються за формулою:

$$H_{ПОТ} = \Delta H_{1B} + \Delta H_{2B}, м, \qquad (8.9)$$

$$\Delta H_{1B} = \frac{0{,}083 \cdot \lambda \cdot l \cdot \left[\frac{Q}{3600}\right]^2}{d^5}, м, \qquad (8.10)$$

$$\Delta H_{2B} = \frac{0{,}083 \cdot \left[\frac{Q}{3600}\right]^2}{d^4} \cdot \left[f_1 + 5f_2 + 3f_3\right], м, \qquad (8.11)$$

де: λ – коефіцієнт тертя води об стінки труб;

l – довжина трубопроводу, м;

Q – витрата води, м^3/год.;

d – діаметр трубопроводу, м;

f – коефіцієнти місцевих опорів (для зворотнього клапану $f_1 = 5$; для засувки $f_2 = 0{,}5$; для коліна $f_3 = 0{,}3$).

Споживання електроенергії за результатами фактичних вимірювань

У процесі дослідження режиму споживання електроенергії знімаються показання струму і напруги однієї фази живлення приводного двигуна насосного агрегату.

Повна активна потужність, що споживається електроприводом, розраховується за формулою:

$$P_{эл} = \sqrt{3} \cdot V_л \cdot I_л \cdot \cos\varphi \cdot 10^{-3}, кВт, \qquad (8.12)$$

де: $P_{эл}$ –електрична потужність, кВт;

$V_л$ – лінійна напруга двигуна, В;

$I_л$ – струм двигуна, А;

$cos\varphi$ – коефіцієнт потужності (паспортне значення).

Результати розрахунку електричного навантаження наводяться в таблицях.

Розрахунок споживання електроенергії за результатами вимірювання напорів.

З метою оцінки збіжності результатів вимірювання електричних параметрів режиму роботи насосного обладнання і вимірювання напорів, виконується розрахунок потужності, що споживається електродвигуном насоса за результатами вимірювання гідравлічних параметрів насосів. Розрахунок здійснюється за формулою:

$$P_{эл} = \frac{2{,}73 \cdot 10^{-3} \cdot H \cdot Q}{\eta_H \cdot \eta_{пер} \cdot \eta_{дв}}, кВт, \qquad (8.13)$$

де: Q - продуктивність (визначається за характеристикою насоса), м^3/год.;

H - повний напір насоса, м;

η_H - ККД насоса (визначається за характеристикою насоса);

$\eta_{пер}$ - ККД передачі (приймається 1);

$\eta_{дв}$ - ККД двигуна (визначається за паспортом).

Розрахунок втрат потужності електроприводу на засувці

Ефективність роботи насосної станції залежить від методу регулювання продуктивності насосів. На насосах регулювання здійснюється введенням в лінію подачі води додаткового опору у вигляді засувки на нагнітанні, яка прикривається на необхідну величину. Значення втрати тиску на засувці знаходиться як різниця показань манометрів до і після засувки.

Величина нераціонально використовуваної потужності електроприводу на момент вимірювання визначається за формулою:

$$P_з = \frac{2{,}73 \cdot 10^{-3} \cdot Q}{\eta_H \cdot \eta_{пер} \cdot \eta_{дв}} \cdot h_з, кВт\ , \qquad (8.14)$$

де: $h_з$ - втрата напору на засувці, м.

Втрати електроенергії, зумовлені методом регулювання продуктивності, складають:

$$\Delta W = N_з \cdot \tau \cdot n, кВт \cdot ч\ , \qquad (8.15)$$

де: $P_з$ – втрати потужності на засувці, кВт;

τ – тривалість роботи насоса в заданому режимі діб;

n – число годин роботи насоса в добу, год.

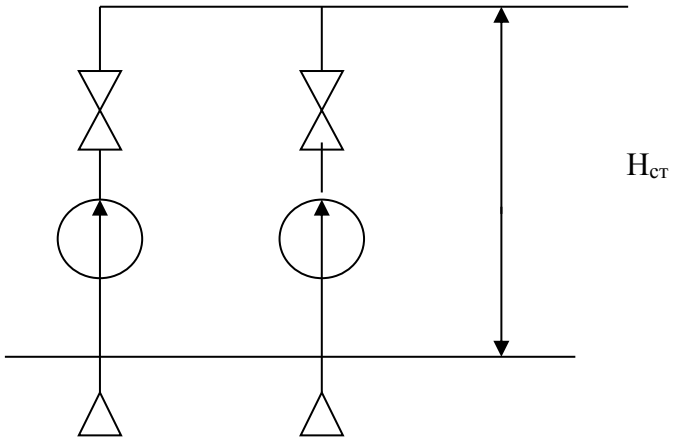
<u>Ступеневе регулювання подачі при паралельній роботі насосів на загальний трубопровід</u>

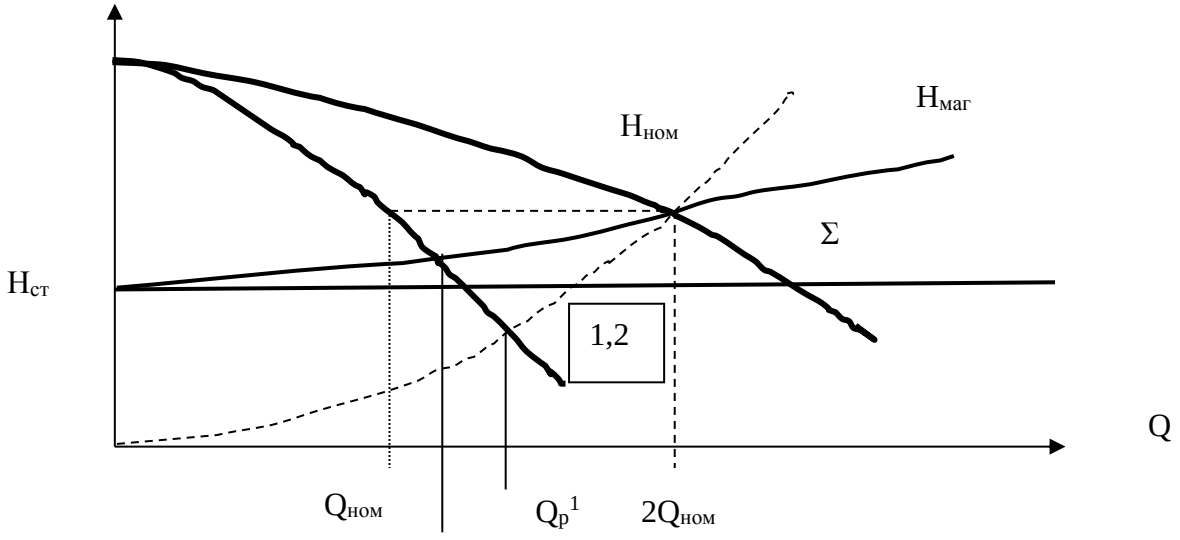
При паралельній роботі насосів Н1 і Н2 їх спільна подача визначається сумарною характеристикою й характеристикою магістралі.

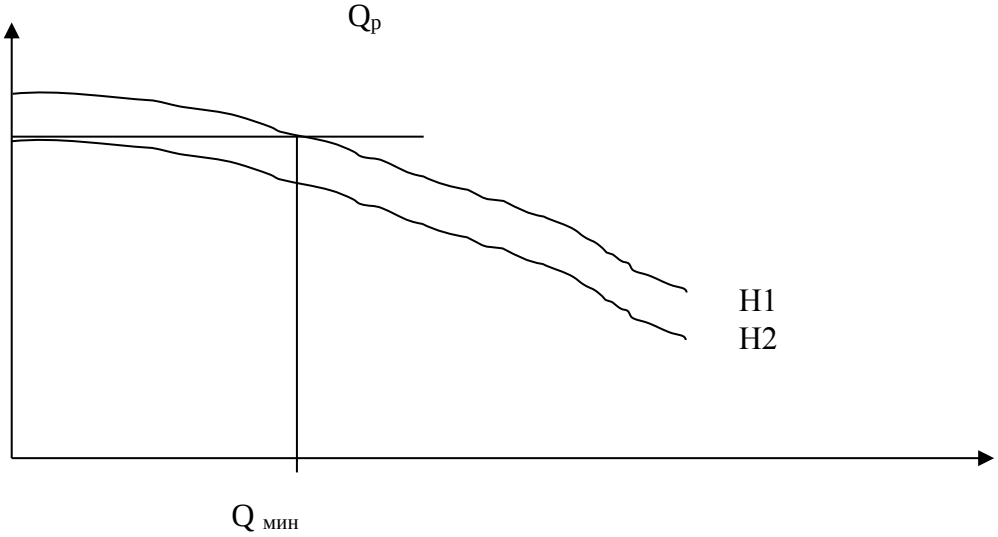
При ідеально співпадаючих характеристиках насосів сумарна характеристика визначається підсумовуванням їх продуктивності у всьому діапазоні зміни подачі.

Чим менше статичний напір, тим меншою мірою знижується подача, тим менш ефективний цей спосіб регулювання. Перевагою ступеневого регулювання подачі є його економічність і надійність. А недоліком - складність плавного регулювання подачі. Іншим недоліком є можливість не збільшення, а зниження продуктивності насосної станції при включенні в роботу другого насоса при відсутності в трубопроводах на виході насосів зворотних клапанів.

Для кожного конкретного випадку QH - характеристик паралельно працюючих насосів існуватиме деяка мінімальна продуктивність Qхв, нижче якої порушується нормальна робота всіх спільно працюючих машин.


Hст


Hмаг
Hном
Σ
Hст
1,2
Q
Qном
Qр1
2Qном
Qр


H1
H2
Q мин

9. ЕА СИСТЕМИ ЗОВНІШНЬОГО ОСВІТЛЕННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

9.1. Вступ

Виробнича діяльність муніципальних підприємств міського освітлення з позицій енергетичних витрат передбачає використання електроенергії для забезпечення зовнішнього освітлення населених пунктів.

Частка платежів за електроенергію в загальній структурі собівартості надання послуги такими підприємствами є дуже значною часткою витрат.

Таким чином, впровадження енергоефективних технологій використання електроенергії на потреби зовнішнього освітлення мають найважливіше значення для підприємств міського освітлення.

9.2. Вихідні дані для ЕА

Для виконання робіт з енергетичного аудиту системи зовнішнього освітлення енергоаудиторам необхідно отримати від підприємства міського освітлення наступну вихідну інформацію:

1. Договори з організаціями/підприємствами - постачальниками електричної енергії, на підставі яких здійснюється її постачання.
2. План-схеми систем зовнішнього освітлення населеного пункту.
3. Перелік трансформаторних підстанцій, розподільчих пристроїв, з яких здійснюється живлення мереж зовнішнього освітлення.
4. Склад та технічні характеристики джерел зовнішнього освітлення (тип ламп, номінальна потужність, наявність/тип ПРА, кількість) з прив’язкою до відповідних джерел електроживлення.
5. Відомості про прилади комерційного і технічного обліку витрат електричної енергії, встановлених для контролю та обліку споживання структурними підрозділами підприємства.
6. Відомості про щомісячні (щодобові за визначений період) фактичні витрати електроенергії підприємством в цілому і його структурними підрозділами за три останні повні роки.
7. Відомості про щомісячні фактичні витрати коштів підприємства за споживання електроенергії, інших видів ПЕР, структура собівартості.
8. Поточні тарифи на ПЕР на момент проведення енергетичного аудиту для техніко-економічного обґрунтування пропонованих до реалізації ЗПЕ.

Наведені відомості є необхідними для виконання робіт з енергетичного аудиту систем зовнішнього освітлення населених пунктів, але не обмежуються вищенаведеним списком. Під час роботи може виникати необхідність у додатковій інформації, що стосується режимів роботи, особливостей експлуатації окремого обладнання, відомостей про добові витрати електроенергії, та ін.

9.3. Попередній аналіз вихідних даних з опитувальних листів

Вихідні дані з опитувальних листів дозволяють енергоаудиторам скласти перше враження про підприємство міського освітлення, ознайомитись зі структурою підприємства, виділити найбільш енергоємні ділянки, оцінити наявний склад джерел освітлення і т.д. Вихідні дані також є підставою для розробки попереднього плану інструментального обстеження, його масштабу та виділення об’єктів інструментального обстеження.

Окрім вищевказаного, енергоаудитори на підставі вихідних даних проводять аналіз енергетичних витрат підприємства міського освітлення.

Основою для аналізу енергетичних витрат підприємства є структура собівартості надання послуги міського освітлення та статистичні дані про витрати енергоресурсів за три останні повні роки.

Методика аналізу енергетичних витрат підприємства аналогічна той, що наведена в параграфі 7.3 для теплопостачальних підприємств, та включає до себе:

- аналіз структури собівартості надання послуги міського освітлення;
- аналіз структури витрат підприємства на енергоресурси;
- аналіз енергетичних витрат підприємства за період трьох останніх років;
- аналіз динаміки витрат окремих видів ПЕР в натуральному виразі та динаміки змінення тарифів на ПЕР;
- інше за потреби.

9.4. Інструментальне обстеження

Обладнанням системи зовнішнього освітлення на підприємствах «МіськСвітло» є трансформаторні підстанції, ввідні та ввідно-розподільчі пункти, повітряні та кабельні мережі живлення, установки освітлення.

Обстеження переліченого обладнання здійснюється як візуально, так і інструментально.

При *візуальному обстеженні* слід звертати увагу на технічний стан вузлів та елементів системи:

- ✓ стан обладнання джерел живлення електричною енергією;
- ✓ стан приладів обліку електричної енергії;
- ✓ автоматики вмикання установок освітлення.

Також перевіряється наявність режимних карт і здійснюється контроль ведення режимів зовнішнього освітлення населеного пункту.

Інструментальне обстеження роботи обладнання системи зовнішнього освітлення здійснюється з використанням штатних засобів вимірювальної техніки, які дозволяють фіксувати основні технічні параметри роботи, а також, за потреби, з використанням портативних енергодіагностичних приладів, які дозволяють отримати додаткові значення параметрів, необхідних для проведення повного аналізу ефективності роботи обладнання.

До штатних засобів вимірювальної техніки відносяться лічильники електричної енергії.

Основними портативними енергодіагностичними приладами є аналізатори електричної енергії, багатофункціональні кліщі-ватметри.

Інструментальне обстеження проводиться обов'язково в присутності супроводжуючої особи, з дотриманням всіх правил техніки безпеки, із застосуванням засобів індивідуального захисту.

9.5. Обробка та аналіз отриманої інформації

9.5.1. Аналіз існуючого стану системи контролю та обліку ПЕР

Аналіз системи обліку ПЕР необхідно проводити відповідно до наступних критеріїв:

- ❖ Наявність засобів обліку;
- ❖ Охоплення витрат ПЕР обліком;
- ❖ Технічний стан засобів обліку й відповідність метрологічним вимогам;
- ❖ Можливі рівні деталізації балансів використання ПЕР;
- ❖ Наявність автоматизації обліку ПЕР;
- ❖ Періодичність контролю показань засобів обліку;
- ❖ Первинна обробка інформації про витрати ПЕР.

Аналіз системи обліку ПЕР підприємства міського освітлення за наведеними критеріями аналогічний наведеному в параграфі 8.5.1 для теплопостачальних підприємств.

На підставі проведеного аналізу енергоаудиторами робляться висновки про існуючий стан системи обліку ПЕР на підприємстві, ступень її оснащеності приладами обліку, їхній стан, використання показань, наявні недоліки і можливості її модернізації й розвитку.

9.5.2. Формування балансів використання електроенергії

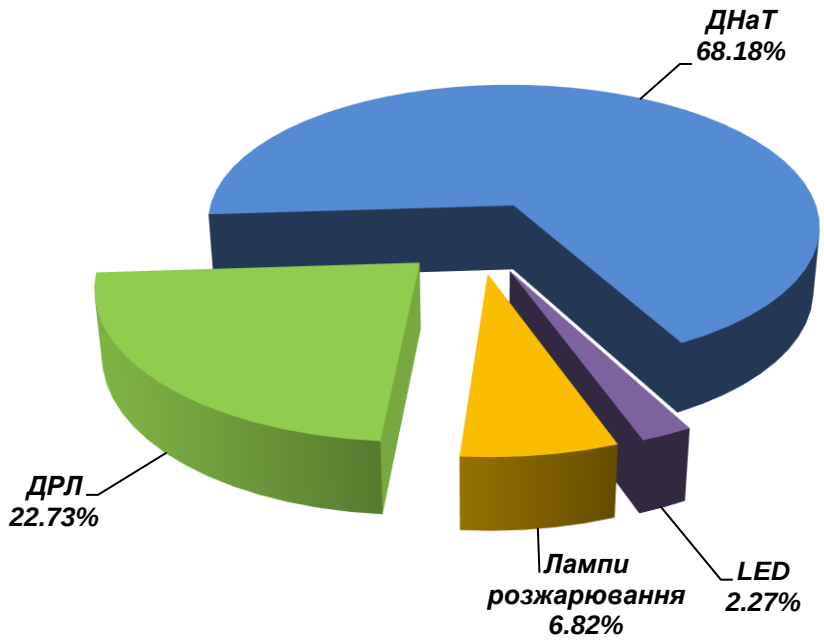
Баланси використання ПЕР підприємствами міського освітлення складаються з приходу і витрати енергії.

Формування балансів використання ПЕР здійснюється за тими ж принципами, що наведені в параграфі 8.5.3.

Завданням складання балансів використання ПЕР є:

- визначення основних напрямків подальшого аналізу ефективності використання ПЕР (найбільш енергоємні об'єкти).
- виявлення можливості скорочення нераціональних витрат енергії шляхом проведення різних заходів з удосконалення технологічних процесів і зниження нераціональних допоміжних витрат.

Нижче наведений приклад графічної форми подання енергетичного балансу розподілення встановленої електричної потужності джерел зовнішнього освітлення.



Мал. 9.1. Приклад балансу розподілення встановленої електричної потужності джерел зовнішнього освітлення

9.5.3. Аналіз ефективності роботи зовнішнього освітлення

Для освітлення вулиць, тротуарів, парків, майданчиків в населених пунктах застосовуються системи зовнішнього освітлення.

Під час проведення енергетичного аудиту необхідно перевірити ступінь оснащеності ефективними джерелами штучного освітлення, застосування нових технологій його регулювання.

До основних заходів щодо економії електроенергії в установках ЗО належать:

1. Перехід на інший тип джерела світла з більш високою світловіддачею.
2. Підвищення ефективності використання електроенергії при автоматизації керування освітленням.
3. Встановлення енергоефективної пускорегулювальної апаратури (ПРА).
4. Заміна світильників (комплексний захід).

<u>Перехід на інший тип джерела освітлення з більш високою світловіддачею</u>

Економію електроенергії визначають за формулою:

$$\Delta W_i = W_{гi} (1 - Кдж_i \times Кз_i) \text{ [кВт•год]}, \qquad (9.1)$$

де: $Кдж_i$ - коефіцієнт ефективності заміни типу джерела освітлення;
$Кз_i$ - коефіцієнт запасу, що враховує зниження світлового потоку лампи протягом терміну служби (при заміні ламп із близьким за значенням $Кз_i$, але з різною ефективністю, виключається з формули або коректується);

$$Кдж_i = h / h_N, \qquad (9.2)$$

де: h - світловіддача існуючого джерела освітлення, лм/Вт;
h_N - світловіддача пропонованого до установки джерела освітлення, лм/Вт.

У таблиці нижче наведені основні характеристики джерел освітлення.

Таблиця 9.1.

Основні характеристики джерел світла

№ п/п	Тип джерела світла	Маркування	Світловіддача, лм/Вт	Індекс передачі кольору, R_a	Коеф. запасу, $кз._л$	Термін служби, годин
1	Лампи накалювання	ЛН	8 - 18 (звичайно 12)	100	1,1	1000
2	Галогенні лампи накалювання	КГ	16 - 24 (звичайно 18)	100	1,1	2000
3	Ртутно-вольфрамові лампи	РВЛ	20 - 28 (звичайно 22)	60	1,2	6000
4	Ртутні лампи високого тиску	ДРЛ	36 - 54 (звичайно 50)	50	1,3	12000
5	Натрієві лампи високого тиску	ДНаТ	90 - 120 (звичайно 100)	25	1,3	12000
6	Металогалогенні лампи високого тиску	ДРИ	70 - 90 (звичайно 80)	70	1,3	12000
7	Люмінесцентні лампи низького тиску	ЛБ	60 - 80 (звичайно 70)	65	1,3	10000
8	Люмінесцентні лампи низького тиску з поліпшеною передачею кольору	ЛБЦТ	70 - 95 (звичайно 90)	80	1,25	10000
9	Компактні люмінесцентні лампи низького тиску	КЛ	60 - 70 (звичайно 67)	80	1,25	9000
10	Натрієві лампи низького тиску	ДНаО	120 - 180	0	1,3	12000
11	Світлодіодні світильники	LED, SSL	120 - 140	80	1,3	30000

<u>Підвищення ефективності використання електроенергії за рахунок автоматизації керування освітленням</u>

Економію визначають по наступній формулі:

$$\Delta W_i = W_{гi} \times (Ке.а. - 1) \text{ [кВт•год]}, \qquad (9.3)$$

де: Ке.а. - коефіцієнт ефективності автоматизації керування освітленням, що залежить від рівня складності системи керування.

У таблиці наведені орієнтовні значення Ке.а.

Таблиця 9.2.

Коефіцієнти ефективності автоматизації керування освітленням

Рівень складності системи автоматичного керування освітленням	$К_{е.а}$
Контроль рівня освітленості й автоматичне включення й відключення системи освітлення при критичному значенні Е	1,1 - 1,15
Зонне керування освітленням (включення й відключення освітлення дискретно, залежно від зонного розподілу природної освітленості)	1,2 - 1,25
Плавне керування потужністю й світловим потоком світильників залежно від розподілу природної освітленості	1,3 - 1,4

Установка енергоефективної пускорегулювальної апаратури (ПРА)

Економію електроенергії визначають по формулі:

$$W_i = W_{гі} \times (1 - K^N_{пра\ i} / K_{пра\ i})\ [\text{кВт•год}], \qquad (9.4)$$

де: $K_{пра\ i}$ - коефіцієнт втрат у ПРА існуючих світильників системи освітлення;
$K^N_{пра\ i}$ - коефіцієнт втрат у встановлюваних ПРА.

Нижче наведені значення $K_{пра}$ для різних типів ПРА.

Таблиця 9.3.

Значення $K_{пра}$ для різних типів ПРА

№ з/п	Тип лампи	Тип ПРА	$K_{пра}$
1.	ЛБ	Звичайний електромагнітний	1,22
		Електромагнітний зі зниженими втратами	1,14
		Електронний	1,1
2.	КЛ	Звичайний електромагнітний	1,27
		Електромагнітний зі зниженими втратами	1,15
		Електронний	1,1
3.	ДРЛ, ДРИ	Звичайний електромагнітний	1,08
		Електронний	1,06
4.	ДНаТ	Звичайний електромагнітний	1,1
		Електронний	1,06

Заміна світильників (комплексний захід)

За спрощеною оцінкою (заміна світильників на аналогічні за світловим потоком й розташуванню) розрахунок здійснюється за наступною формулою:

$$\Delta W_i = W_{гі} (1 - Кдж_i \times Кз_i \times Ке.а._i \times K^N_{пра\ i} / K_{пра\ i})\ [\text{кВт•год}], \qquad (9.5)$$

де: $W_{гі}$ - енергія, що споживана *і*-м джерелом світла, кВт·год;
$Кдж_i$ - коефіцієнт ефективності заміни типу джерела ос ітлення;
$Кз_i$ - коефіцієнт запасу;
Ке.а. - коефіцієнт ефективності автоматизації керування освітленням;
$K_{пра\ i}$ - коефіцієнт втрат у ПРА існуючих світильників системи освітлення;

$K^{N}_{\text{пра і}}$ - коефіцієнт втрат у встановлюваних ПРА.

10. РОЗРАХУНОК ВИКИДІВ CO_2

В цьому розділі висвітлюються методи вибору та застосування підходів для обрахунків викидів парникових газів прямої дії для енергетичних підприємств, а також перелік інформації, необхідної для обрахунку.

Викиди парникових газів (ПГ) – це надходження парникових газів або їх сумішей в навколишнє повітря з джерела викидів.

Парникові гази прямої дії – гази, які затримують інфрачервоне випромінювання земної поверхні та атмосфери, що призводить до глобального потепління на планеті, та підпадають під дію Кіотського протоколу:

- ✓ вуглекислий газ (CO_2);
- ✓ закис азоту (N_2O);
- ✓ метан (CH_4);
- ✓ гексафторид сірки (SF_6);
- ✓ трифторид азоту (NF_3);
- ✓ гідрофторвуглеці (ГФВ);
- ✓ перфторвуглеці (ПФВ).

<u>Підходи до визначення викидів парникових газів від згоряння палив</u>

Існує два основних підходи для обрахунку викидів парникових газів прямої дії від згоряння палива:

1) пряме вимірювання маси парникових газів прямої дії у вихідних газах;
2) обрахунок викидів парникових газів, виходячи з даних фактичної діяльності.

Для обрахунку викидів CO_2 від стаціонарного джерела згоряння палива існує дві категорії методів: пряме вимірювання та розрахункові методи.

Методи, які використовуються для оцінки викидів CO_2, значно відрізняються від тих, що застосовують до викидів CH_4 та N_2O. Наприклад, викиди метану та N_2O залежать, серед іншого, від характеристик палива, технології згоряння, типу камери згоряння, характеристик обладнання, яке використовується для контролю забруднення, умов навколишнього середовища. На викиди цих газів також впливає продуктивність, розмір виробництва та тип технології згоряння, а також якість обслуговування агрегатів. Таким чином, для забезпечення точності вимірів CH_4 та N_2O необхідно більше технологічних ресурсів порівняно з обрахунками вуглекислого газу.

В разі коректної імплементації, прямі вимірювальні методи дають найбільш точні результати. Щоправда, такі підходи можуть бути вартісними, оскільки вони є технічно складними та чутливими, а також вимагають кваліфікованого персоналу для правильної експлуатації, калібрування та обслуговування цього обладнання. Незважаючи на те, що пряме вимірювання CO_2 є найбільш точним методом для стаціонарних джерел викидів, розрахункові методи обрахунку можуть застосовуватися значно меншим коштом, оскільки для визначення викидів CO_2 вони використовують такі параметри, як елементний склад палива, вміст вуглецю в паливі, теплотворна здатність палива та неокислені залишки вуглецю. Вихідну інформацію для цих параметрів отримати порівняно недорого і такий метод може забезпечити високоякісні результати. Така інформація існує у більшості підприємств енергетичної галузі.

Так на сьогоднішній день, основною методикою щодо визначення викидів парникових газів є *ГКД 34.02.305—2002 «Методика визначення. Викиди Забруднювальних речовин у атмосферу від енергетичних установок».*

Для розрахунку викидів парникових газів прямої дії за цією методикою треба використовувати оновлені коефіцієнти вмісту вуглецю, коефіцієнти викидів закису азоту та метану на установках виробництва теплової та/або електричної енергії від спалювання

органічних палив, які викладені та щорічно переглядаються у відповідності до Національного кадастру антропогенних викидів з джерел та абсорбції поглиначами ПГ в Україні в рамках Кіотського протоколу. Ці коефіцієнти наведені у Таблиці 10.1.

1.1 Розрахунковий підхід

Цей метод базується на обрахунках викидів, враховуючи дані про діяльність, такі як дані про спожите паливо установки згорання помножене на коефіцієнт викиду та інші коефіцієнти. Інші коефіцієнти можуть включати, наприклад, коефіцієнт окислення, який визначає ступінь згорання палива та конвертаційний коефіцієнт, що використовується в процесі підрахунку викидів.

Обрахунок викидів CO_2 при згорянні для кожного палива по цьому методу проводиться за наступною формулою:

$$Em = 44/12 \times OF \times EF \times AD, \qquad (10.1)$$

де: Em – викиди, тон CO_2;
AD – дані про діяльність, ТДж, тон або $м^3$;
CF – коефіцієнт вмісту вуглецю, тС/ТДж, тС/т або тС/$м^3$;
OF – коефіцієнт окислення,

Коефіцієнти, виміряні в тоннах, використовуються для твердих та рідких речовин, а в $м^3$ - для газоподібного палива.

Після визначення обсягів викидів вуглекислого газу за кожним окремим видом палива, необхідно їх просумувати за винятком викидів вуглекислого газу від спалювання біомаси.

$$Em_{\sum} = \sum Em_i - Em_{біомаса} \qquad (10.2)$$

Дані про діяльність щодо палива (включно, якщо паливо використовується на пусконалагоджувальні роботи) мають бути вираженими в енергетичних одиницях (ТДж):

$$AD = NCV \times FQ, \qquad (10.3)$$

де: FQ – кількість палива, тон або $м^3$;
NCV - нижча теплотворна здатність палива, ТДж/т або ТДж /$м^3$.

Рекомендовані значення нижчої теплотворної здатності у відповідності до національної інвентаризації наведено в Таблиці 10.1.

Існують декілька рекомендованих методів для визначення вмісту вуглецю в паливі:

- хімічний лабораторний аналіз;
- отримання даних щодо вмісту вуглецю від постачальників палива;
- використання стандартних вуглецевих коефіцієнтів, що існують для основних типів палива наведені у таблиці 10.1.

Коефіцієнти окислення залежать від частки вуглецю в паливі, яка залишається неокисленою та перетворюється на тверду речовину після процесу згоряння. Щоправда, сажа або зола також утворяться після згоряння, якщо невелика кількість вуглецю уникне окислення, а отже залишиться в твердому стані. Для цілей обрахунків викидів CO_2 від згоряння палива вважається, що залишковий вуглець зберігається окремо та не використовується в інших процесах. Кількість не спаленого (твердого) вуглецю залежить від ряду факторів, таких як тип палива, технологія згоряння, стандарти діяльності, вік обладнання.

Стандартні пропоновані коефіцієнти окислення для кожного виду палива наведені нижче у таблиці 10.1.

Таблиця 10.1

Рекомендовані коефіцієнти для розрахунку викидів парникових газів прямої дії

Види палива	Одиниці виміру	НТЗ, ГДж/(А)	Вміст вуглецю, тС/ТДж	Коеф-нт окис-лення	Коеф. викидів CH_4, тCH_4/ТДж	Коеф. викидів N_2O, тN_2O/ТДж
Вугілля кам'яне	тонн	21,48	26,39	0,968	1	1,6
Вугілля кам'яне (циркулюючий киплячий шар)	тонн	21,48	26,39	0,968	0,9	96
Брикети, окатиші та аналогічні види твердого палива з кам'яного вугілля	тонн	15,01	25,8	0,98	1	1,4
Вугілля буре (лігніт)	тонн	10,32	27,6	0,98	1	1,4
Торф неагломерований паливний	тонн	11,17	28,9	0,99	1	1,4
Брикети і напівбрикети торф'яні	тонн	14,65	28,9	0,99	1	1,4
Газ природний	тис. куб. м	34,18	15,17	0,995	1	0,1
Дрова для опалення	щільн. куб. м	7,33	29,9	0,98	30	4
Інші види первинного палива	т у. п.	29,31	27,3	0,98	30	4
Кокс та напівкокс з вугілля кам'яного, вугілля бурого та торфу	тонн	27,85	29,5	0,98	1	1,4
Бензин моторний	тонн	44,8	18,9	0,99	3	0,6
Фракції легкі інші	тонн	44,8	18,9	0,99	3	0,6
Гас для технічних цілей	тонн	44,75	19,6	0,99	3	0,6
Гас освітлювальний	тонн	44,75	19,6	0,99	3	0,6
Газойлі (паливо дизельне)	тонн	42,57	20,2	0,99	3	0,6
Мазути топкові важкі	тонн	40,19	21,1	0,99	3	0,6
Пропан і бутан скраплені	тонн	47,31	17,2	0,995	3	0,6
Бітум нафтовий і сланцевий	тонн	40,19	22	0,99	3	0,6
Мастила відпрацьовані	тонн	40,19	20	0,99	3	0,6
Кам'яновугільний газ, одержаний шляхом перегонки в коксових печах	тис. куб. м	16,73	13	0,995	1	1,4
Інші продукти переробки палива	т у. п.	29,31	20	0,98	3	1,4
Відходи біогенного походження	т	13,1	29,9	0,95	30	4
Відходи небіогенного походження	т	13,1	29,9	0,96	1. 0	2.

Після проведення розрахунків по кожному окремому виду палива, що було спожито, необхідно скласти всі викиди вуглекислого газу для отримання загального обсягу викидів.

1.2 Прямі вимірювання

В той час як розрахункові підходи більше засновані на об'ємі палива та його властивостях, прямі підходи мають за мету вимірювання парникових газів у вихлопних установках. Це є нелегким завданням на установках з багатьма точками викидів. Незважаючи на це, прямі методи вимірювання мають значні переваги, пов'язані з незалежністю від кількості різного палива та матеріалів, згоряння різних видів відходів, а також незалежністю від стехіометричних співвідношень.

Застосування системи постійного вимірювання викидів вимагає наявності наступних елементів:

- Вимірювання концентрації CO_2;
- Об'ємний витік газового потоку в місці вимірювання;
- Моніторинг температури в тому ж місці, що й вимірювання для визначення концентрації вихідних газів;
- Автоматична система отримання даних та система обробки для запису та обрахунку даних про викиди.

Деякі системи використовують прилади контролю вмісту кисню (O_2) для оцінки концентрації CO_2, хоча цей підхід не вважається настільки точним, як пряме вимірювання. Деякі системи також вимагають застосування контрольного приладу концентрації вологості вихідного газу (H_2O) для коригування даних щодо концентрації газу із загальною вологою основою з показником потоку вихлопного газу.

Як і при використанні розрахункових методів, першим кроком до імплементації методу прямого вимірювання є підготовка плану моніторингу, включно із вибором відповідного вимірювального обладнання. Цей план повинен використовувати та посилатися на існуючі національні та міжнародні технічні стандарти при їх наявності.

Необхідно визначити за який проміжок часу обладнання буде отримувати проби. В реальності системи вимірювання викидів не контролює викиди постійно, а бере проби вихідного газу з великою частотою. Спочатку необхідно визначити кількість викидів за кожну годину з середньою концентрацією та швидкістю потоку газів. Після цього всі годинникові значення за звітний рік підсумовуються для даного джерела викидів. У разі моніторингу декількох джерел спочатку обраховуються викиди окремо для кожної точки, які потім підсумовуються в загальну кількість викидів.

2 Прямі викиди CH_4 та N_2O від згоряння палива

Окрім викидів CO_2, викиди інших парникових газів від стаціонарних установок згоряння включають прямі парникові гази CH_4 та N_2O, а також інших антропогенних газів NO_x, CO, NMVOCs, та SO_2. Викиди цих газів із стаціонарних джерел згоряння залежать від характеристик палива, розміру та віку установки разом з технологією згоряння, обладнанням контролю викидів та умов навколишнього середовища. Викиди також залежать від операцій та обслуговування техніки. Це керівництво торкається тільки прямих викидів парникових газів CH_4 та N_2O.

Характеристики палива (наприклад, тепловий коефіцієнт), тип технології (згоряння, операції та обслуговування, розмір та вік обладнання) та контроль викидів є основними факторами, що визначають показники викидів CH_4 та N_2O із стаціонарних джерел. Викиди N_2O особливо тісно пов'язані з повітряно-паливними сумішами та температурами згоряння, а також з робочою температурою будь-якого обладнання каталітичного контролю. Викиди

метану при стаціонарному спалюванні передусім залежать від вмісту CH_4 в паливі та ефективності згоряння.

На відміну від CO_2, викиди CH_4 та N_2O від згоряння біопалива повинні бути включені до викидів від спалювання викопного палива.

Зважаючи на залежність від специфічних умов згоряння та інших характеристик, при обрахунках викидів CH_4 та N_2O перевага надається використанню методу, заснованому на даних установки спалювання палива (див. рівняння 4). Такий метод в основному закликає до використання детальних даних про діяльність та коефіцієнтів викидів, які обраховують такі характеристики. Специфічні для установки фактори викидів можна отримати прямим вимірюванням.

Рівняння для обрахунку викидів CH_4 та N_2O із стаціонарних джерел згоряння:

$$E = AD \times \cdot EF \times (1 - C / 100), \qquad (10.4)$$

де: E – викиди, кг;
AD - рівень діяльності, ГДж спаленого палива;
EF - коефіцієнт викидів, кг газу/ГДж спаленого палива;
C - ефективність контролю/використання будь-якого обладнання контролю викидів, %.

Викиди CH_4 та N_2O від стаціонарного спалювання в основному несуттєві порівняно з викидами CO_2, виходячи з потенціалу глобального потепління. Викиди можуть бути більш значними у випадках занадто неефективного спалювання (CH_4), наприклад при відкритому спалюванні, або при використанні каталітичної нейтралізації викидів для зниження викидів NO_x (N_2O).

11. РОЗРОБКА ТА ТЕО ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ

За результатами проведення енергетичного аудиту системи теплопостачання пропонуються до впровадження заходи з підвищення енергоефективності (ЗПЕ).

Структура ЗПЕ повинна містити в собі наступні обов'язкові розділи:

- Опис заходу;
- Розрахунок річної економії енергії;
- Розрахунок річної економії витрат;
- Витрати на впровадження;
- Оцінка простої окупності;
- Розрахунок показників економічної ефективності.

«Опис заходу» включає висновок про існуючу ситуацію щодо ефективності використання ПЕР об’єктом ЕА. На підставі обробки даних проведеного інструментального обстеження й обробки статистичного матеріалу розробляється захід, що дозволяє при його впровадженні знизити витрати ПЕР.

При *розрахунку річної економії енергії* обґрунтовується потенціал зниження витрат ПЕР після впровадження заходу у натуральному вираженні.

Розрахунок річної економії витрат передбачає визначення обсягу економії фінансових коштів на придбання ПЕР на підставі отриманого потенціалу його економії в попередньому розділі ЗПЕ відповідно до тарифів, що діють на момент проведення енергетичного аудиту.

Витрати на впровадження оцінюються на підставі розрахунків вартості впровадження ЗПЕ (вартість устаткування, матеріалів, проектних, будівельно-монтажних, пуско-налагоджувальних робіт, консультаційний супровід впровадження).

Проста окупність ЗПЕ визначається прямим співвідношенням величини витрат на впровадження й річної економії коштів від впровадження ЗПЕ.

Розрахунок основних показників економічної ефективності:

- внутрішньої ставки прибутковості інвестицій (IRR),
- чистого дисконтованого доходу (NPV),
- дисконтованого строку окупності заходу.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДСТУ 4065-2001. Енергозбереження. Енергетичний аудит. Загальні технічні вимоги (ANSI/IEEE 739:1995, NEG).
2. МДК 1-01.2002. Методические указания по проведению энергоресурсоаудита в жилищно-коммунальном хозяйстве. Москва, 2001.
3. «Энергоаудит и нормирование расходов энергоресурсов»: Сборник методических материалов /НГТУ, НИЦЭ. Н. Новгород, 1998. 260 с.
4. М. Б. Равич. Упрощенная методика теплотехнических расчетов. Москва, Издательство академии наук СССР, 1958 г.
5. В. И. Трембовля, Е. Д. Фингер, А. А. Авдеева. Теплотехнические испытания котельных установок. Москва, Энергоатомиздат, 1991 г.
6. Е. Б. Столпнер. Справочник эксплуатационника газовых котельных. Ленинград, «Недра», 1976 г.
7. В. И. Крутов, Теплотехника. Москва, «Машиностроение», 1986 г.
8. Труб И.А., Литвин О.В. Вакуумные деаэраторы. М., «Энергия», 1967. 100 с.
9. А.А. Александров, Б.А. Григорьев. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара. Москва, Издательство МЭИ, 2003. – 168 с.
10. В.И. Манюк. Справочник по наладке и эксплуатации водяных тепловых сетей. Москва, Стройиздат, 1982 г.
11. М.М. Апарцев. Наладка водяных систем центрального отопления. Москва, Энергоатомиздат, 1983 г.
12. Р.В. Щекин, В. А. Березовский, В. А. Потапов. Расчет систем центрального отопления. Москва, Стройиздат, 1975 г.
13. И.М. Сорокин, А. И. Кузнецов. Наладка систем центрального теплоснабжения. Москва, Стройиздат, 1979 г.
14. Р.В. Щекин, С. М. Кореневский. Справочник по теплоснабжению и вентиляции. Том 1, 2. Киев, Строитель, 1976 г.
15. Н.К. Громов, Е.П. Шубин. Справочное пособие по проектированию «Водяные тепловые сети».
16. ДНАОП 0.00-1.08-94. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов.
17. ДБН Б.2.5-39:2008 Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі.
18. СНиП 2.04.07-86* с изм №1, №2. Тепловые сети.
19. ДБН В.2.2-15-2005. Жилые здания.
20. ДСТУ 4472:2005. Енергозбереження. Системи енергетичного менеджменту. Загальні вимоги.
21. ДСТУ 3755-98. Енергозбереження. Номенклатура показників енергоефективності та порядок їхнього внесення у нормативну документацію.
22. ДСТУ 2804-94. Енергобаланс промислового підприємства. Загальні положення. Терміни та визначення.
23. ДСТУ 3176-96 (ГОСТ 30341-96). Енергозбереження. Методи визначення балансів енергоспоживання гірничих підприємств.
24. ДСТУ 4714-2007. Енергозбереження. Паливно-енергетичні баланси промислових підприємств. Методика побудови та аналізу.
25. ДСТУ 4065-2001. Енергозбереження. Енергетичний аудит. Загальні технічні вимоги (ANSI/IEEE 739-1995, NEQ).
26. ДСТУ 4713:2007. Енергозбереження. Енергетичний аудит промислових підприємств. Порядок проведення та вимоги до організації роботи.
27. ДСТУ 2677-94. Теплоутилізатори. Типи та основні параметри.
28. ДСТУ 3282-95 (ГОСТ 30371-96). Енергозбереження. Установки для вакуумної деарації води. Загальні положення.

29. ДСТУ 3581-97 (ГОСТ 30517-97). Енергозбереження. Методи вимірювання і розрахунку теплоти згоряння палива.
30. ДСТУ 3401-97 (ГОСТ 30486-97). Енергозбереження. Методи та засоби вимірювань теплових величин. Загальні положення.
31. ДСТУ 3635-98 (ГОСТ 30604-98). Енергозбереження. Установки теплоутилізаційні. Загальні положення.
32. СНиП II-35-76. Котельные установки.
33. ДБН В.2.5-20-2001. Газопостачання.
34. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Строительная климатология.
35. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
36. ДБН В.2.2-9-99. Громадські будинки та споруди.
37. Норми та вказівки з нормування витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд , а також на господарсько-побутові потреби в Україні , КТМ 204 України 244-94.
38. Коммерческая оценка инвестиционных проектов. Основные положения методики. Автор(ы): ИКФ "АЛЬТ". Источник: http://www.altrc.ru/?p=libr_card&item_id=144&group_id=25
39. Оценка эффективности инвестиционных проектов: Учебник: Савчук Владимир Павлович. Источник: http://www.cfin.ru/finanalysis/savchuk/index.shtml