

Вінницький національний технічний університет
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання
(повне найменування інституту, назва факультету)

Кафедра теплоенергетики
(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка
до магістерської кваліфікаційної роботи
магістра
(ступінь вищої освіти)

на тему «ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ
В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНОЇ ОЛІЙНОЖИРОВОГО КОМБІНАТУ ІЗ
ЗАСТОСУВАННЯМ ТЕПЛОНАСОСНИХ УСТАНОВОК»
08-11.МКР.002.00.00.000 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу групи ТЕ-18м
спеціальності

144 - теплоенергетика
(шифр і назва спеціальності)

Волошин А. Д.
(прізвище та ініціали)

Керівник Остапенко О.П.
(прізвище та ініціали)

Опонент _____
(прізвище та ініціали)

Вінниця - 2019 року

Вінницький національний технічний університет
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання

Кафедра теплоенергетики

Ступінь вищої освіти магістр

Спеціальність 144 - теплоенергетика
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ТЕ

С.Й.Ткаченко

“ _____ ” _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Волошину Андрію Дмитровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНОЇ ОЛІЙНОЖИРОВОГО КОМБІНАТУ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ТЕПЛОНАСОСНИХ УСТАНОВОК»

керівник роботи – Остапенко Ольга Павлівна, к.т.н., доцент

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від 02.10. 2019 року № 251

2. Строк подання студентом роботи 26.11.2019 р.

3. Вихідні дані до роботи: перша група споживає пару з параметрами $P_1 = 1,1$ МПа, $t_1 = 285$ °С, а друга група – пару параметрами $P_2 = 0,6$ МПа, $t_2 = 145$ °С; температура живильної води 102 °С; температура води після ХВО 5 °С; коефіцієнт надлишку повітря $\alpha=1,410$; паровидатність $D_{\text{шт}}= 4,44$ кг/с.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): аналітичний літературний огляд із підвищення ефективності енерговикористання на промислових підприємствах; методика та результати досліджень з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні олійножирового комбінату з використанням КТНУ; практичні рекомендації з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату з використанням когенераційних теплонасосних установок; аналіз економічної ефективності теплової схеми котельні із застосуванням КТНУ, охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

теплова схема котельні з КТНУ, план котельні з КТНУ, аксонометрична схема монтажу КТНУ, план розташування обладнання КТНУ, календарний план монтажу КТНУ, функціональна схема автоматизації обладнання, техніко-економічні показники, графічні залежності

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	завдання прийняв
Аналіз економічної ефективності теплової схеми котельні із застосуванням КТНУ	Лялюк О.Г., к.т.н., доцент кафедри БМГА		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянська І. М., к.пед.н., доцент кафедри БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 04.10.2019 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів МКР	Строк виконання етапів МКР	Примітка
1	Аналітичний літературний огляд із підвищення ефективності енерговикористання на промислових підприємствах	04.10.19 – 15.10.19	
2	Методика та результати досліджень з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні олійножирового комбінату з використанням КТНУ	16.10.19 – 01.11.19	
3	Практичні рекомендації з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату з використанням когенераційних теплонасосних установок	02.11.19 – 14.11.19	
4	Аналіз економічної ефективності теплової схеми котельні із застосуванням КТНУ	15.11.19 – 25.11.19	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	15.11.19 – 25.11.19	

Студент _____
(підпис)

Волошин А.Д.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Остапенко О.П.
(прізвище та ініціали)

Анотація

В магістерській кваліфікаційній роботі (МКР) розглянуті питання з підвищення ефективності енерговикористання та визначення енергоефективних режимів роботи в теплової схеми котельні олійножирового комбінату з когенераційно-теплонасосними установками (КТНУ), оцінка обсягів економії енергоресурсів від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведені дослідження з підвищення енергоефективності теплової схеми котельні олійножирового комбінату із використанням КТНУ. Досліджено варіанти з підвищення енергоефективності теплової схеми котельні олійножирового комбінату із застосуванням КТНУ.

Досліджено та оцінено вплив режимів роботи теплової схеми олійножирового комбінату із застосуванням КТНУ на показники енергетичної та економічної ефективності теплової схеми котельні. Проведено дослідження, визначені енергоефективні режими та умови застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійножирового комбінату.

Розроблено методичні рекомендації із підвищення енергоефективності та економічної ефективності теплової схеми котельні олійножирового комбінату із застосуванням енергоефективних КТНУ.

Встановлено енергетичний та економічний ефект від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійножирового комбінату.

Annotation

In master's degree qualifying work (MDQW) is considered questions are from the increase of energy efficiency use in thermal scheme of boiler room of oil and fat factory with application of cogeneration heat pump installations (CHPI), from determination of the energy effective modes of exploitation of thermal scheme of boiler room of oil and fat factory with CHPI to provide consumers with thermal and electrical loads, conducted estimation of volumes of economy of energy resources from application of CHPI in the thermal chart of boiler room of oil and fat factory.

In master's degree qualifying work undertaken studies from the increase of the energy efficiency of thermal chart of boiler room of oil and fat factory with application of CHPI. Variants are investigated from the increase of energy efficiency of thermal chart of boiler room of oil and fat factory with application of CHPI.

Investigational and influence of the modes of operations of thermal scheme of boiler room of oil and fat factory is appraised with application of CHPI on the indexes of power and economic efficiency of thermal scheme of boiler room. A study is undertaken, the energy effective modes of application of the CHPI are certain in the thermal chart of boiler room of oil and fat factory.

The methodical recommendations are worked out from the increase of energy efficiency and economic efficiency of thermal scheme of boiler room of oil and fat factory with application of CHPI.

The energy and economic effect from application of CHPI in the thermal scheme of boiler room of oil and fat factory are determined.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 АНАЛІТИЧНИЙ ЛІТЕРАТУРНИЙ ОГЛЯД ІЗ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ НА ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВАХ.....	10
1.1 Аналіз стану енергозбереження на промислових підприємствах.....	10
1.2. Основні способи енергозбереження на промислових підприємствах	11
1.3 Комплекс заходів з енергозбереження на промислових підприємствах...13	
1.4 Рівень розгортання ринку теплових насосів у світі	17
1.5 Рівень розгортання ринку мікро-ТЕЦ. Вплив мікро-ТЕЦ.....	19
1.6 Технічні можливості мікро-ТЕЦ.....	21
1.7 Технічні можливості теплових насосів.....	21
1.8 Очікувана економія енергії для теплових насосів.....	22
1.9 Аналіз фінансових витрат та вигод для теплових насосів.....	23
1.10 Висновки та обґрунтування завдань наукових досліджень МКР.....	23
2 МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНІ ОЛІЙНОЖИРОВОГО КОМБІНАТУ З ВИКОРИСТАННЯМ КТНУ	25
2.1 Дослідження ефективності теплової схеми котельні олійножирового комбінату з КТНУ	25
2.2 Техніко-економічне обґрунтування застосування КТНУ в тепловій схемі олійно-жирового комбінату.....	27
2.3 Дослідження ефективності теплової схеми котельні олійножирового комбінату з використанням теплоти ВЕР в КТНУ	30
2.4 Комплексна оцінка енергоекономічної ефективності КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням теплоти ВЕР	34

3 ПРАКТИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ З ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНІ ОЛІЙНО-ЖИРОВОГО КОМБІНАТУ З ВИКОРИСТАННЯМ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕПЛОАСОСНИХ УСТАНОВОК.....	37
3.1 Показники роботи теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату	37
3.2 Ефективність варіантів застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату	47
3.3 Обґрунтування вибору найбільш ефективного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату	67
3.4 Вибір обладнання для вибраного ефективного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату.....	68
3.5 Розробка схеми автоматизації газопоршневого двигуна для КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату.....	68
3.6 Розробка технології монтажу КТНУ в схемі котельні олійно-жирового комбінату.....	70
3.7 Математичне та програмне забезпечення розрахунків ефективності КТНУ в схемі олійно-жирового комбінату	71
4 АНАЛІЗ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНІ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ КТНУ.....	78
4.1 Визначення капітальних вкладень на модернізацію котельні з КТНУ	78
4.2 Техніко-економічні показники проекту.....	78
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	86
ВИСНОВКИ.....	106
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	108
ДОДАТКИ.....	124

ВСТУП

Актуальність роботи. Сталий розвиток суспільства можливий лише в умовах енергозбереження, тобто розробки систем, що ефективніше використовують енергію, забезпечують такий самий або навіть вищий рівень транспортних послуг, освітлення, опалення тощо за менших енерговитрат. І тут немає жодних суперечностей із законами термодинаміки. Нині 60 - 80 % спожитої енергії не перетворюється в корисну працю, а втрачається у вигляді тепла. Сутність енергозбереження полягає в зменшенні цих збитків. Можливості енергозбереження широко використовуються у світі. Це, наприклад, упровадження нових технологій у виробничий процес. Використання викопного палива та ядерної енергії суперечить принципу сталого розвитку, оскільки ці ресурси невідновні, а їх використання забруднює довкілля. Рух до сталого розвитку суспільства потребує повільної ліквідації залежності від викопного палива. Тому шляхом щодо подолання сучасної енергетичної кризи є перехід до використання альтернативних (нетрадиційних) джерел енергії, зокрема, впровадження теплонасосних станцій. Однією з найважливіших особливостей теплонасосних установок є їх універсальність відносно виду використаної енергії (електричної, теплової). Це дозволяє оптимізувати паливний баланс енергетичного джерела шляхом заміщення більш дефіцитних енергоресурсів менш дефіцитними

Метою МКР є підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі олійножирового комбінату та визначення енергоефективних режимів роботи когенераційно-теплонасосних установок (КТНУ) в тепловій схемі котельні олійножирового комбінату, оцінка обсягів економії енергоресурсів від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійножирового комбінату.

Завдання МКР:

- дослідити засоби з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні олійножирового комбінату із застосуванням КТНУ;

- дослідити та оцінити вплив режимів роботи теплової схеми котельні олійножирового комбінату із застосуванням КТНУ на показники енергетичної та економічної ефективності теплової схеми котельні олійножирового комбінату ;
- провести дослідження, визначити енергоефективні режими та економічно обґрунтовані умови застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійножирового комбінату;
- розробити рекомендації із підвищення ефективності енерговикористання та економічної ефективності теплової схеми котельні олійножирового комбінату із застосуванням КТНУ

Об'єкт дослідження – ефективність енерговикористання в тепловій схемі котельні олійножирового комбінату із застосуванням теплонасосних установок.

Предметом дослідження є процеси в елементах теплової схеми котельні олійножирового комбінату та теплонасосних установок, що забезпечують підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні.

Методи дослідження – методом числового експерименту визначено енергетичну та економічну ефективність теплової схеми котельні з КТНУ. Енергоефективні та економічно обґрунтовані режими роботи теплової схеми котельні з КТНУ визначалися з використанням спеціалізованих програм SOLKANE SoftWare 8.0 та CoolPack1.5, адекватність результатів яких підтверджено характеристиками обладнання за даними фірм-виробників та точністю матеріальних та енергетичних балансів.

Наукова новизна:

- проведено апробацію методу оцінювання енергоекономічної ефективності теплових схем котелень з КТНУ на основі показників енергоекономічної ефективності теплових схем котелень з КТНУ, що здійснено для визначення режимів енергоефективної та енергоекономічної експлуатації теплових схем котелень з КТНУ;

- дістали подальший розвиток методи прогнозування умов енерго- та економічно ефективної інтеграції теплових схем котельних з КТНУ в промислову

теплоенергетику України в частині визначення оптимальних енергоекономічних умов застосування КТНУ.

Практичне значення одержаних результатів. Встановлено енергоекономічний ефект для теплової схеми котельні олійножирового комбінату у разі застосування КТНУ.

Особистий внесок здобувача полягає у проведенні числових досліджень МКР, розробці методичних рекомендацій з оцінки та підвищення енергетичної та економічної ефективності теплової схеми котельні з КТНУ, встановленні енергетичного та економічного ефекту від застосування з КТНУ в тепловій схемі котельні олійножирового комбінату.

Зв'язок МКР з науковими програмами, планами, темами. Тематика досліджень МКР відповідає науковому напрямку досліджень кафедри теплоенергетики ВНТУ: «Синтез комбінованих теплоенергетичних установок, теплотехнологічних систем та устаткування».

Апробація результатів роботи. Матеріали та результати досліджень доповідалися на шести Міжнародних, Всеукраїнських та регіональних наукових конференціях.

Публікації. Результати проведених досліджень опубліковані в шести наукових публікаціях здобувача [1 – 6]: статтях у нефахових виданнях в Україні, збірниках матеріалів Міжнародних, Всеукраїнських та регіональних конференцій.

1 АНАЛІТИЧНИЙ ЛІТЕРАТУРНИЙ ОГЛЯД ІЗ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ НА ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВАХ

1.1 Аналіз стану енергозбереження на промислових підприємствах

В даний час питання енергозбереження на промислових підприємствах набуває додаткової популярності. Це обумовлено, насамперед, постійним зростанням цін на електричну енергію, тепло- та енергоносії, адже великі промислові підприємства споживають дуже багато енергоресурсів. Щоб скоротити витрати на енергоресурси, необхідно розробити стратегію енергозбереження [7].

Управління енергоспоживанням включає в себе планування та ефективну експлуатацію систем виробництва та споживання. Цілі - збереження ресурсів, захист клімату та економія витрат, а користувачі матимуть постійний доступ до необхідної їм енергії. Це пов'язано тісно з захистом навколишнього середовища. Прогрес в енергозберігаючих технологіях може зіграти важливу роль у подальшому поліпшенні енергоефективності найближчим часом, середньо- та довгострокових перспективах. Сучасні дослідження показують, що існує пряма кореляція між енергоефективністю та скороченням викидів парникових газів. Отже, екологічна стійкість - ще одна головна перевага усунення втрат енергії в процесі виробництва. Інші дослідження також вказують, що поліпшення використання енергії має безпосередній вплив на якість продукції [8].

Енергозбереження необхідно, щоб зменшити глобальне потепління. Приватні особи та організації повинні зберігати енергію для того, щоб зменшити витрати на енергію і збільшити економічну безпеку. Промислові та комерційні користувачі можуть збільшити ефективність і тим самим максимізувати прибуток.

Збільшення промислового споживання призводить до збільшення концентрації парникових газів, таких як вуглекислий газ, сірчистий газ, оксиди азоту та оксид вуглецю, що буде суттєво впливати на клімат Землі [9 - 10].

Зростання цін на електричну енергію та паливо призводить також до подорожчання продукції, що виробляють промислові підприємства, оскільки собівартість кінцевого продукту суттєво залежить від витрат на енергоспоживання виробника. Частка таких витрат в собівартості продукції в Україні вища, ніж аналогічний показник в інших країнах, що призводить до низької конкурентоспроможності вітчизняних продуктів і устаткування на світовому ринку [11].

У разі, якщо проблемам енергозбереження на промислових підприємствах не приділяється недостатня кількість уваги, це призводить до серйозних проблем в організації підприємств, нестачі обігових коштів, високих витрат виробництва і навіть кризи у виробничій сфері [12].

1.2 Основні способи енергозбереження на промислових підприємствах

Причиною того, що стратегії щодо зниження енерговитрат не розробляються, виступає те, що часто відсутні фахівці, здатні провести такі заходи, а також відсутній стимул для економії енергоресурсів. Насправді існує безліч способів зменшити витрати енергоресурсів на підприємствах, але в першу чергу, необхідно створити відповідний мотив. Основним мотивом постає фінансова сторона питання [13].

Серед організаційних заходів можна виділити наступні [14]:

- енергетичне дослідження підприємства;
- внутрішній фінансовий аудит організації та облік витрат;
- розробка заходів, спрямованих на енергозбереження та підвищення енергоефективності;
- планування і організація комерційного і технічного обліку витрат енергоресурсів.
- навчання персоналу засобам економії енергоресурсів і використання нових, зберігаючих технологій.

Більш трудомісткими і витратними, а також більш ефективними є технічні заходи енергозбереження [15]. Серед них такі, як:

- встановлення вузлів обліку тепла на об'єктах підприємства. Це знижує витрату тепла на 20-30%, що, відповідно, знижує витрати;

- можлива заміни традиційної системи обігріву на теплу підлогу з прокладанням пластикових труб. Така система окупиться за пару років, при цьому витрати на опалення можуть бути знижені в 1,7 рази.;

- у разі встановлення блокових міні-котелень на віддалених від підприємства об'єктах, можна зменшити витрати мінімум в 2 рази;

- рекомендовано для всіх підприємств встановити генератори на базі ПГУ, ГТС, ГТУ. Таким чином, можна зменшити витрати підприємства на купівлю електроенергії в 2-3 рази;

- щоб заощадити 40% електроенергії, необхідно впровадити систему частотного регулювання в приводах електродвигунів, розташованих для систем вентиляції, на насосних станціях і всіх об'єктах із змінним навантаженням. Окупиться така система всього за півроку;

- у звичайному режимі всі споживачі електричного струму працюють з досить великими втратами, але, якщо оптимізувати їх роботу, втрати істотно знизяться, аж до 10%;

- встановлення пускових реле дозволяє збільшити термін служби ламп в 2 рази, а також знизити споживання електрики енергообладнанням;

- дуже хорошим способом є використання в якості енергоресурсу вторинної сировини. На виробництві така сировина є завжди, тому оптимальним варіантом буде використовувати тирсу, відходи виробництва в екологічних системах, рекуператори з систем вентиляції. Такий спосіб поки що використовує мала кількість підприємств, але енергія, отримана на вторинній сировині, буде в 3-4 рази дешевшою за придбану енергію;

- щоб знизити витрати тепла, можна усунути містки холоду в конструкції будівлі, встановити сонячні колектори і використовувати сонячні батареї, зайнятися герметизацією і теплоізоляцією приміщення і встановити теплові насоси.

Всі ці заходи [16] вимагають певного часу для виконання, а також вимагають наявності вільних коштів. Однак максимальний термін окупності кожного з

них становить 6 років, а часто значно менше, далі системи будуть приносити серйозну економію коштів і зниження енерговитрат.

1.3 Комплекс заходів з енергозбереження на промислових підприємствах

Способів енергозбереження в промисловості дуже багато. У енергозбереження є дві головні мотивації: енергія і гроші. Якщо доступ до енергії лімітований, то це додатковий мотив до економії (наприклад, ліміти на використання газу). Але головний стимул - це все-таки гроші. Тому розглядати проблематику енергозбереження краще комплексно: енергозбереження - як один із напрямів скорочення витрат [17].

При такій схемі процеси, пов'язані з енергозбереженням і скороченням витрат на придбання і використання енергії та енергоресурсів можна умовно розділити наступним чином.

Серед організаційних заходів слід зазначити такі [18] :

- внутрішній фінансовий аудит та визначення частки енерговитрат в структурі собівартості;
- енергетичне обстеження підприємства;
- складання енергетичного паспорту підприємства та його окремих об'єктів;
- розробка заходів енергозбереження та підвищення енергоефективності стосовно до технологічних умов діяльності підприємства;
- розробка положення про матеріальне стимулювання отримання ефекту від проведення заходів підвищення енергоефективності та зниження витрат на придбання енергоресурсів;
- аудит договорів енергопостачання підприємства і їх оптимізація;
- планування та організація комерційного обліку споживання енергії та енергоресурсів;
- планування та організація технологічного обліку споживання енергії та енергоресурсів;

- реалізація невитратних організаційних заходів з енергозбереження;
- навчання персоналу правилам енергозбереження та раціонального використання енергоресурсів;
- інформаційне забезпечення енергозбереження (регламент нарад, поширення організаційної та технічної інформації)
- реалізація маловитратної частини заходів енергозбереження;
- бізнес-планування заходів підвищення енергоефективності та технічного переозброєння з термінами окупності понад 1 рік;
- реалізація заходів підвищення енергоефективності та технічного переозброєння з термінами окупності понад один рік;
- моніторинг виконання внутрішніх регламентів енергокористування;
- моніторинг виконання договорів на поставку енергетичних ресурсів;
- моніторинг технічного стану приладів обліку споживання енергії та енергоресурсів і системи комерційних розрахунків;
- моніторинг виконання заходів енергозбереження та підвищення енергоефективності;
- організація фінансового та бухгалтерського обліку при реалізації заходів енергозбереження та підвищення енергоефективності;
- матеріальне і моральне стимулювання учасників енергозберігаючих заходів.

Технічні заходи щодо підвищення енергоефективності в промисловості наступні [19] :

- установка вузлів обліку тепла на підприємстві і його об'єктах (різко знижує витрати на тепло, окупність витрат на установку вузла обліку становить 2-6 місяців. Встановлення вузлів регулювання подачі теплоносія в теплопунктах знижує витрату тепла на 20-30%);
- технологічно виправдана заміна систем об'ємного нагріву на локальні інфрачервоні системи обігріву (знижує витрати на обігрів приміщень в 2-5 разів. Окупність становить 9 - 18 місяців);

- заміна традиційних схем обігріву на підігрів підлоги з прокладанням пластикових труб (знижує витрати на опалення в 1,7 рази. Окупність становить 1-2 роки);
- встановлення блокових міні-котельних на віддалених об'єктах (знижує витрати від 2 до 6 разів, окупність становить 1-1,5 року);
- встановлення електротеплогенераторів на базі ПГУ, ГПС, ГТУ (знижує витрати підприємства на придбання електроенергії, тепlopостачання в 2-4рази. Окупність при оптимальному навантаженні становить 2-3 роки);
- теплоізоляція зовнішніх теплотрас (термін окупності - 1 опалювальний сезон);
- зниження температури зворотної мережної води (підігрів підлоги приміщень, повітря, що надходить в приміщення);
- відбір тепла з промислових стоків, каналізації, технологічних середовищ (установка теплових насосів, окупність становить 6-12 місяців);
- заміна градирень на пароструминні інжектори (використання тепла пари, рідин для опалення чи інших виробничих потреб, окупність становить 6-12 місяців);
- впровадження систем частотного регулювання в приводах електродвигунів в системах вентиляції, на насосних станціях та інших об'єктах зі змінним навантаженням (дає економію електроенергії 40-70%, на насосних станціях додатково по теплу 20%, по воді 15-20%. Окупність становить 3-18 місяців);
- оптимізація навантаження низьковольтних трансформаторів (до 10% зниження втрат);
- автоматизація управлінням вентсистем забезпечить зниження споживання 10-15% при окупності 5 місяців;
- встановлення лічильників води на виробничих ділянках, корпусах (знижує витрату води в два і більше разів. Окупність становить 2-3 місяці);
- впровадження систем оборотного водопостачання (знижує витрату води до 95%, окупність становить до 1 року);
- використання натискних кранів знижує витрату води в 4-6 разів;

- впровадження схем рекуперації та автоматизації процесу горіння в нагрівальних та ковальських печах економить 30-50% газу;
- впровадження енергоефективних світильників нових конструкцій (застосування люмінесцентних ламп знижує споживання в 5 разів, світлодіодних світильників - в 8 разів. Окупність становить 9-15 місяців);
- впровадження модернізованих пускових реле (знижує споживання в 2,2 рази, збільшує термін роботи ламп в 2 рази);
- впровадження реле-регуляторів світильників знижує витрату до 40%. Окупність становить 2 місяці;
- очищення вікон (дозволяє знизити витрати на освітлення на 30-40%);
- фарбування стін приміщень світлою фарбою (дозволяє знизити витрати на освітлення на 10%);
- застосування світловолоконного підсвічування при освітленні підвалів і глухих приміщень (дозволяє частково відмовитися від застосування електроосвітлення та використовувати централізоване світлодіодне підсвічування в темний час доби);
- впровадження графіків опалення, освітлення знижує витрати до 20% в виробничих приміщеннях та до 40% в адміністративних.
- використання вторинних енергоресурсів (ВЕР) (наприклад: тирса, тріска в газогенераторних установках, відходи виробництва в екологічних утилізаторах, рекуператори в системах вентиляції. В даний час використовується не більше 10-15% ВЕР. Вартість виробленої енергії від ВЕР буде в 3-4 рази нижчою, окупність по заходам становитиме до 2 років);
- герметизація будівель (вікна, двері, шви, підвали, виходи вентиляції, інженерних комунікацій забезпечить зниження споживання тепла на 10-15%, окупність становитиме 2-4 місяці);
- усунення і термоізоляція містків холоду в конструкціях будівлі (окупність 1-2 місяці);
- використання відпрацьованого тепла холодильників і кондиціонерів для підігріву води;

- установка скління, що відбиває інфрачервоне випромінювання (знижує променисті втрати через вікна до 50%, забезпечує підвищення комфортності як в зимовий, так і в літній період);
- спільні заходи щодо теплоізоляції, герметизації, зниження променистих втрат дають зниження теплоспоживання в 2-3 рази. Окупність заходів становить 1,5-2,5 року;
- встановлення теплових насосів (забезпечує додаткове опалення взимку і зниження витрат на кондиціонування влітку, окупність становитиме до одного року);
- підігрів припливного повітря в приміщення за рахунок його підігріву газами, що видаляються;
- встановлення сонячних колекторів для підігріву води і опалення;
- застосування фотоперетворювачів і сонячних батарей для енергозабезпечення.

Вищезазначений перелік заходів далеко не повний [20]. За розхожим визначенням фахівців, «енергозбереження» - це інтелектуальний продукт з вишукування можливостей підвищення енергоефективності та скорочення витрат і енерговикористання. Закордонна практика з підвищення енергоефективності показала, що зниження енерговитрат в 3-4 рази є досяжною величиною.

1.4 Рівень розгортання ринку теплових насосів у світі

Тепловий насос використовує низькосортну теплоту від навколишнього середовища, наприклад, із землі або зовнішнього повітря, і перетворює її в теплоту, придатну для опалення або виготовлення гарячої води [21-25].

Принцип роботи теплового насосу найпростіше описується, як робота холодильника в зворотному порядку. Електрична енергія, необхідна для приводу теплового насосу, є лише часткою виробленої тепловим насосом теплової енергії, отже, теплові насоси можуть сприяти значному зменшенню споживання первинної енергії.

Теплові насоси можуть відігравати важливу роль у необхідній конверсії європейського ринку опалення. Хоча існуюча різноманітність технологій теплового насоса є величезною, проте, вона ще більше зростатиме в майбутньому. Крім різних низькотемпературних джерел теплоти (грунт, вода, повітря, витяжне повітря тощо), є різні джерела приводної енергії для теплових насосів (електрична, тепла). Крім того, є різні типи споживачів (наприклад, опалення приміщень, гаряча вода та охолодження) у всіх можливих комбінаціях, а також розроблені гібридні системи, такі як: сонячні теплові колектори, котли з піковим навантаженням [26].

Проекти теплових насосів є здійсненними, коли проект враховує належні умови проектування: коли встановлені чіткі цілі та специфікації, що стосуються визначення теплової продуктивності, а також якість монтажу, враховано екологічні показники. Окрім досягнення значної економії споживання первинної енергії та зниження викидів парникових газів, ці системи забезпечать високий рівень комфорту та довгорічну експлуатацію [27].

Впровадження систем з тепловими насосами є досить успішним, про що свідчить кількість встановлених агрегатів у США (встановлено понад 900000 одиниць), Швеції (встановлено 275000 теплових насосів у житлові будинки), Німеччині (понад 50000 одиниць), Швейцарії (понад 40000 одиниць), Австрії (понад 35000 одиниць). У Нідерландах теплові насоси для опалення та виробництва гарячої води в побуті набувають широкого поширення. Хоча загальна кількість теплових насосів, що продаються щороку, все ще набагато менша, ніж, наприклад, в Австрії чи Швеції, часто впроваджуються широкомасштабні проекти. Проект "Schoenmakershoek", що реалізовувався в муніципалітеті Еттен-Леур в Нідерландах, працює вже п'ять років. Цей проект було нагороджено в 2012 році Європейською асоціацією теплових насосів (ЕНРА). Цей проект застосовує теплові насоси в дуже великих масштабах (1400 житлових будинків) і є частиною енергетичних амбіцій муніципалітету, який має на меті отримати лише повністю збалансовану інтегральну енергетичну нейтральну концепцію житла до 2020 року. Муніципалітет з початку проекту розробив Стратегію Енергетичного Розвитку, в якій теплові насоси є невід'ємною частиною інтеграль-

ної енергетично нейтральної концепції. В рамках цієї довгострокової політики муніципалітет досяг 40% енергетичного нейтралітету житлових проектів до 2010 року [28-30].

1.5 Рівень розгортання ринку мікро-ТЕЦ. Вплив мікро-ТЕЦ

Комбіноване виробництво тепла та електроенергії (наприклад, ТЕЦ с чи когенерація) може відбуватися в різних масштабах, з різною продуктивністю та в різних секторах. Наприклад, в промисловості це може бути застосування газових турбін потужністю 2-50 МВт з котлом, який використовує відпрацьоване тепло для отримання пари. У будинках така технологія застосовується для забезпечення опалення приміщення, виготовлення гарячої води та покриття власних потреб в електроенергії житла. Мікро-ТЕЦ визначається як установки когенерації з електричною потужністю менше 50 кВт. Оскільки співвідношення між попитом на тепло та потребою в електроенергії має великий діапазон, розроблено різноманітні типи мікро-ТЕЦ. Для всіх застосувань когенераційних установок основна увага приділяється забезпеченню потреб споживачів тепла [31-33].

Можна виділити такі типи мікро-ТЕЦ:

- на основі двигунів внутрішнього згорання;
- на основі двигунів Стірлінга (зовнішнього згорання);
- на основі мікротурбін: мікротурбіни можуть використовуватися для підвищення потужності, якості та надійності в слабких мережах. Деякі пристрої можуть використовуватися для роботи в режимі очікування та для зменшення потреб у електроенергії під час пікових періодів.

- на основі паливних елементів.

У галузі мікрогенераційних технологій з потужністю, меншою, ніж 50 кВт найчастіше використовуються двигуни внутрішнього згорання, потім двигуни зовнішнього згорання (Стірлінга) і ,нарешті, мікротурбіни [34].

Щодо існуючих потужностей:

- у Іспанії в 2010 році було впроваджено 150 об'єктів по всій країні;

- у Японії (що є країною-лідером у встановленні мікроТЕЦ, яка має приблизно 90% загальної потужності у всьому світі) за період з 2005 по 2010 рік були встановлені понад 100000 одиниць;

- у Європі: Німеччина є першою країною за кількістю об'єктів (приблизно 20000 одиниць), друга - Великобританія з приблизно 3000 встановленими одиницями.

У період з 2006 по 2010 рік кількість проданих одиниць становила від 20000 до 25000 одиниць, що перевищує цю величину в 2011 році [35]. До 2008 року домінуючою технологією були двигуни внутрішнього згорання. В Японії на ринку домінує Honda зі своєю моделлю EcoWill. У 2009 році з виходом японського обладнання Ene-Farm (Panasonic, Toshiba, Kyocera) паливного елемента PEM, встановлення цієї технології збільшилось, витіснивши двигуни внутрішнього згорання в 2011 році. У 2012 році в Японії на ринок вийшли нові моделі Ene-Farm, в даному випадку з SOFC. В Європі найпоширенішим обладнанням є обладнання Senertec Dachs (Baxi), продано приблизно 30000 одиниць. Але зростає кількість встановлених блоків на базі двигуна Стірлінга, таких як WhisperGen ENE або Thermea BDR, обидва є дистриб'юторами в Німеччині, Голландії, Бельгії та Великобританії.

Хоча всі технології доступні на ринку, можна розрізнити два типи реалізації: коротко- та середньострокова перспектива. У короткостроковій перспективі провідні технології будуть представлені двигунами Стірлінга в діапазоні малої потужності (<5 кВт) і мікротурбіни для вищих потужностей. У середньо- та довгостроковій перспективі, ймовірно, з'являться паливні елементи на ринку, і вони збільшать його ринкову частку відповідно до зниження собівартості обладнання [36]..

Учасники п'ятого щорічного саміту "Мікро-ТЕЦ в Європі", який відбувся в червні 2010 року, розглянули коло питань щодо розвитку ринку когенераційних технологій. ТЕЦ може відігравати ключову роль в європейських та національних енергетичних стратегіях: це ключовий інструмент для енергоефективності та скорочення викидів парникових газів, значна економія витрат, що стимулює інвес-

тиції, інновації, економічний розвиток та створення робочих місць. Важливо забезпечити безпеку поставок та зменшити енергетичну залежність.

1.6 Технічні можливості мікро-ТЕЦ

Будучи дуже зрілою та надійною технологією, двигуни внутрішнього згоряння мають тривалий термін експлуатації (приблизно 40000 годин, а в деяких випадках він може досягати до 80000 годин). Основним недоліком мікротурбін є висока чутливість до навколишнього середовища. Двигуни Стірлінга є одними з найбільш ефективних, теоретично відповідають ефективності циклу Карно; в реальних рішеннях на ринку досягнуто дуже високої ефективності.

В мікро-ТЕЦ витрати на обладнання значною мірою залежать від типу використаної технології. У цьому аспекті двигуни внутрішнього згоряння порівняно дешевші, ніж паливні елементи, які в даний час є найдорожчими. Крім того, чим вища потужність, тим нижча інвестиційна вартість [36].

1.7 Технічні можливості теплових насосів

Загальна встановлена база теплових насосів в Європі перевищує 6 мільйонів установок. Тільки у 2012 році понад 750000 нових систем з тепловими насосами були встановлені в Європі. У дослідженні, проведеному Esofys на замовлення ЕНРА, визначені граничні умови застосування теплових насосів на основі досліджень восьми ключових європейських виробників на ринку теплових насосів. Було встановлено, що майже для всіх типів будівель, за винятком будинків, що розташовані в екстремальних кліматичних умовах, таких як Швеція, теплові насоси з джерелом теплоти «вода» є варіантом економічного та екологічного вибору. Дуже ефективні системи з тепловими насосами мають шанси на ринках з високими цінами на енергоносії, а також з високими енергетичними потребами, як у Німеччині та Швеції. В країнах з низькими цінами на енергоносії та з низькими потребами в енергії, таких як Італія, Великобританія, Іспанія та Франція, інвести-

ційні витрати є вирішальним чинником. Газові теплові насоси насправді займають лише дуже низьку частку ринку. Враховуючи вже існуючі технології, газовий тепловий насос - одне з найбільш економічних рішень для офісних будівель у більшості країн [20-30].

Слід також зазначити, що теплові насоси з тепловим приводом мають майже кліматично нейтральний потенціал експлуатації при використанні біомаси. Необхідні потужності системи опалення для односімейних будинків у цьому дослідженні становлять від 5 до 10 кВт. Що стосується більш жорстких норм, то можна очікувати, що ці величини продовжуватимуть зменшуватись.

Гібридні системи з газовим котлом та електричним повітряним тепловим насосом мають хороші ринкові шанси при застосуванні у багатоквартирних будинках у Німеччині, де високі ціни на енергоносії. Окрім згаданих інтегрованих систем для опалення, гарячої води та охолодження, очікується, що виключно побутові рішення для гарячого водопостачання покращать свою актуальність на ринку. Основною технологією буде тепловий насос для витяжного повітря систем вентиляції.

1.8 Очікувана економія енергії для теплових насосів

Теплові насоси не містять викидів в момент експлуатації. При використанні зеленої електрики або теплової енергії з поновлюваних джерел, системи з тепловими насосами забезпечують 100% відновлювану енергію для потреб опалення та охолодження будівель. Порівняння систем з тепловими насосами, що використовують повітря або землю як джерела енергії, для житлових приміщень з газоконденсаційним котлом, виявляють можливу економію між 20-49% в первинній енергії, 67-79% у кінцевій енергії та 49-68% у викидах вуглецю. У всіх випадках технологія теплових насосів має найнижчі викиди серед відомих опалювальних технологій.

Сучасні електричні теплові насоси можуть досягати ефективності 3–5, а це означає, що одиниця електроенергії перетворюється на три-п'ять одиниць тепла.

Це співвідношення називається коефіцієнтом перетворення. Теплові насоси, що використовують теплову енергію, можуть досягати ефективності близько 1,3 одиниць тепла на одиницю первинної енергії [25-29].

1.9 Аналіз фінансових витрат та вигод для теплових насосів

Фінансова життєздатність системи з тепловим насосом залежить від ряду чинників. По-перше, встановлення геотермальної системи опалення та охолодження є більш складним і вартісним, ніж встановлення системи опалення з тепловим насосом та джерелом «повітря». Тип системи, яку можна встановити, залежить від місцевих умов, таких як: гідрологічні, геологічні, просторові характеристики та кількість простору навколо будівлі. По-друге, теплові насоси легше впроваджуються в новобудовах, ніж при застосуванні для модернізації систем опалення, особливо у випадку підігріву підлоги [29-30].

1.10 Висновки та обґрунтування завдань наукових досліджень МКР

Зважаючи на необхідність застосування заходів з підвищення ефективності енерговикористання на промислових підприємствах, враховуючи суттєву ефективність когенераційних та теплонасосних технологій, що було висвітлено в аналітичному літературному огляді, для забезпечення високих рівнів енергоефективності об'єктів промислової теплоенергетики України, була визначена мета дослідження - підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі олійножирового комбінату та визначення енергоефективних режимів роботи когенераційно-теплонасосних установок (КТНУ) в тепловій схемі котельні олійножирового комбінату, оцінка обсягів економії енергоресурсів від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійножирового комбінату

У відповідності із метою були сформульовані **задачі наукового дослідження в МКР:**

- дослідити засоби з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні олійножирового комбінату із застосуванням КТНУ;
- дослідити та оцінити вплив режимів роботи теплової схеми котельні олійножирового комбінату із застосуванням КТНУ на показники енергетичної та економічної ефективності теплової схеми котельні олійножирового комбінату ;
- провести дослідження, визначити енергоефективні режими та економічно обґрунтовані умови застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійножирового комбінату;
- розробити рекомендації із підвищення ефективності енерговикористання та економічної ефективності теплової схеми котельні олійножирового комбінату із застосуванням КТНУ

2 МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНІ ОЛІЙНОЖИРОВОГО КОМБІНАТУ З ВИКОРИСТАННЯМ КТНУ

Методика досліджень з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні олійножирового комбінату з КТНУ, що використовують утилізовану теплоту вторинних енергоресурсів котельні, складена на основі розроблених науковим керівником МКР наукових та методологічних з оцінювання ефективності теплових схем котельних з КТНУ, які були розроблені з які дозволяють розробляти рекомендації щодо підвищення ефективності енерговикористання та визначати енергоефективні та економічно обґрунтовані режими роботи теплових схем з КТНУ, наукові та методологічні основи опубліковано у закордонних та вітчизняних публікаціях наукового керівника [37 – 72].

2.1 Дослідження ефективності теплової схеми котельні олійножирового комбінату з КТНУ

Результати досліджень, представлених в цьому підрозділі, опубліковані в роботі [1]. Метою дослідження [1] був енергетичний та економічний аналіз ефективності варіантів теплової схеми олійножирового комбінату з КТНУ на основі результатів досліджень [40 – 42]. На олійно-жировому комбінаті джерелом теплової енергії є парова котельня, для забезпечення потреб теплових споживачів комбінату. Було запропоновано чотири варіанти використання КТНУ на утилізованій теплоті від контактного утилізатора теплоти відхідних газів котельні. Запропоновані для теплової схеми парокompресійні КТНУ мають когенераційний привод від газопоршневих двигунів-генераторів. Ми оцінили ефективність роботи чотирьох варіантів застосування КТНУ для теплової схеми олійно-жирового комбінату,

графічна інтерпретація результатів проведених досліджень показана на рис. 2.1 – 2.2.

На рис. 2.1 – 2.2 позначені варіанти застосування КТНУ з використанням 65%, 55%, 45%, 35% потужності контактного утилізатора теплоти відхідних газів.

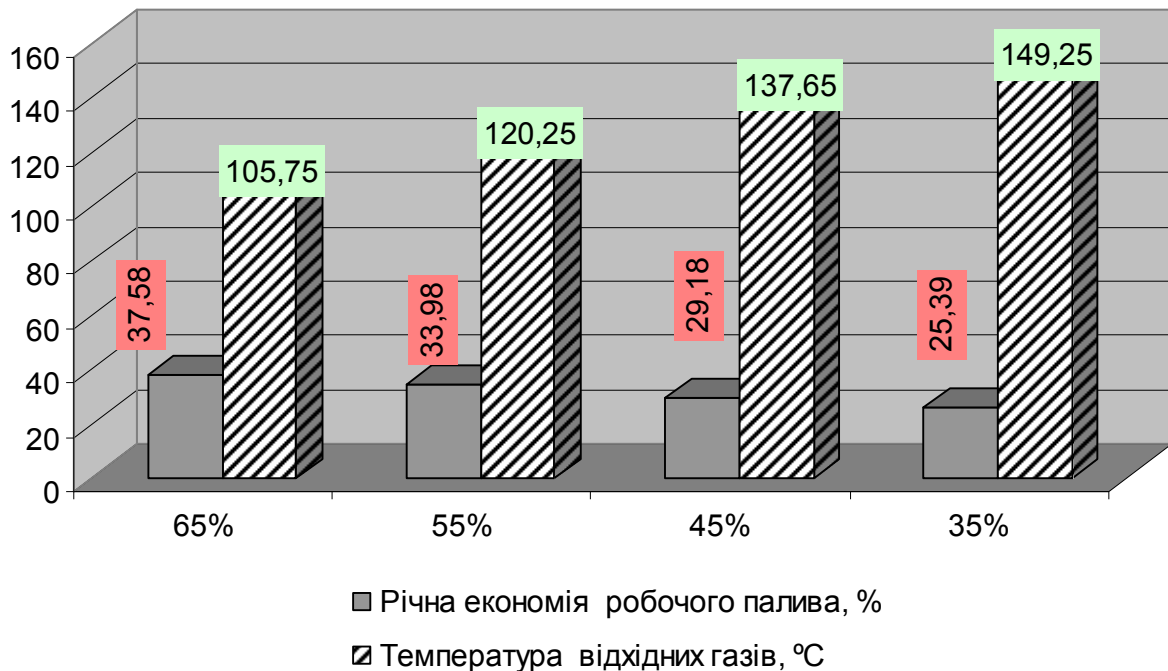


Рис. 2.1 – Показники енергоекономічної ефективності варіантів КТНУ для теплової схеми котельні олійножирового комбінату

На основі аналізу результатів з рис. 2.1 -2.2 та публікації [1] визначений варіант, що є найбільш ефективним за енергетичними та економічними показниками: з використанням 45% потужності контактного утилізатора (КУ) теплоти відхідних газів котельні в КТНУ та утилізаційному обладнанні приводу КТНУ.

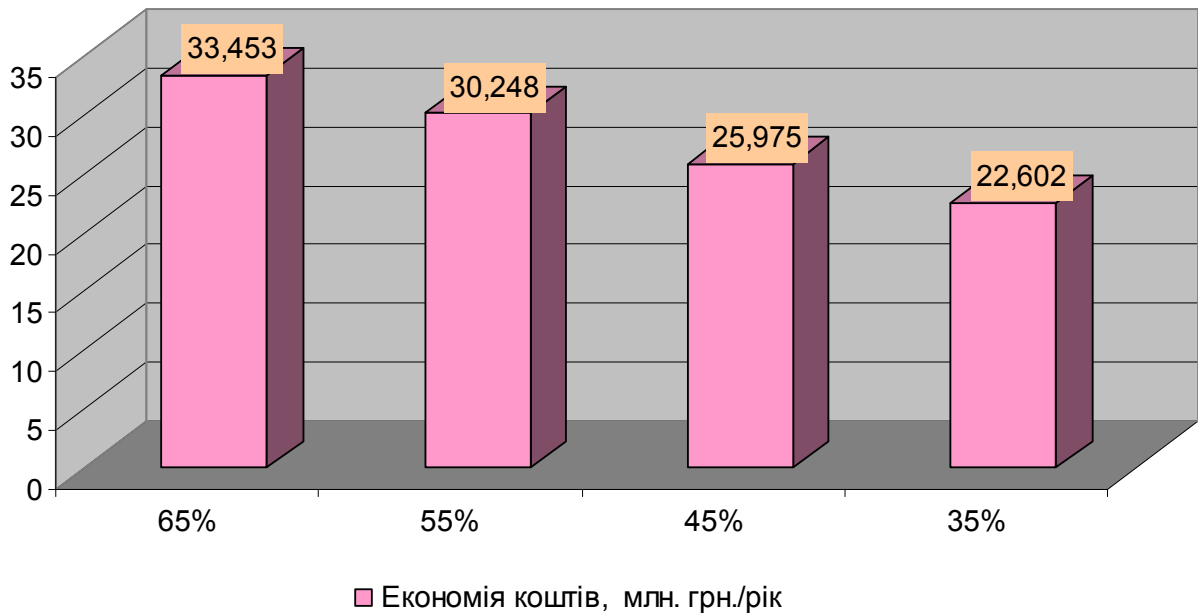


Рис. 2.2 – Економія природного газу для варіантів КТНУ для теплової схеми котельні олійножирового комбінату

В цьому випадку застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату забезпечуються: економія робочого палива у 29,18%, річна економія коштів у 25,98 млн. грн./рік. Цей варіант застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату підвищить ефективність енерговикористання, забезпечить додаткове вироблення 3,304 МВт теплової потужності та 642 кВт електричної потужності.

2.2 Техніко-економічне обґрунтування застосування КТНУ в тепловій схемі олійно-жирового комбінату

В цьому підрозділі представлено результати досліджень, що опубліковано в роботі [2]. Техніко-економічне обґрунтування проведено на основі багатоваріантного аналізу з підрозділу 2.1, з використанням методичних основ для оцінювання

енергоекономічної ефективності СЕ теплових схем з КТНУ з робіт публікацій [37 – 72].

Економічна доцільність використання обраного варіанту КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату обґрунтовується показниками ефективності капіталовкладень та порівнюється з базовим варіантом джерела теплозабезпечення олійножирового комбінату. ТЕО та порівняння ефективності варіантів джерел теплозабезпечення олійно-жирового комбінату виконано за показниками на основі досліджень [45 – 48], результати ТЕО проілюстровані на рис. 2.3 – 2.6.

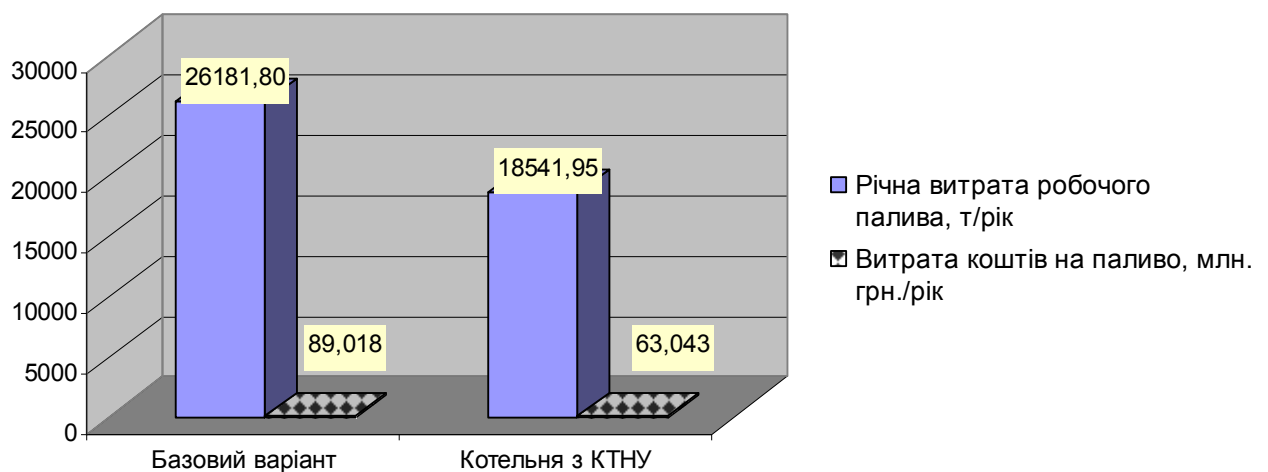


Рис. 2.3 – Техніко-економічні показники базового та альтернативного варіантів теплової схеми котельні олійножирового комбінату

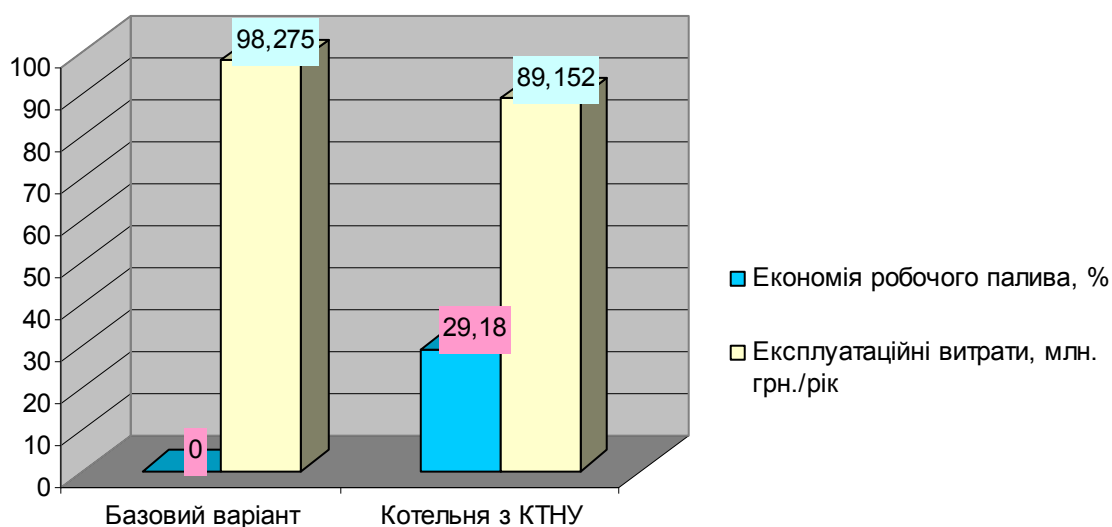


Рис. 2.4 – Техніко-економічні показники базового та альтернативного варіантів теплової схеми котельні олійножирового комбінату

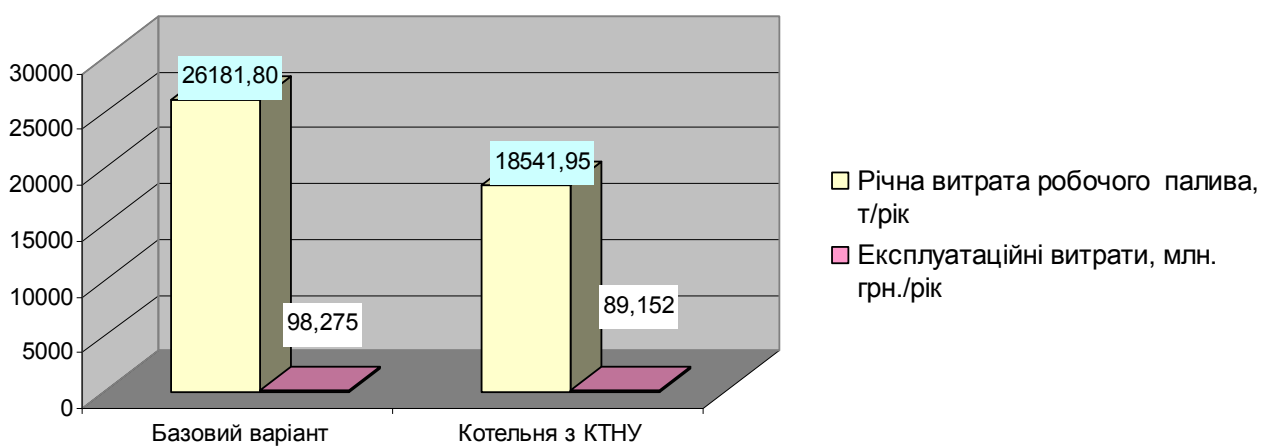


Рис. 2.5 – Енергоекономічні показники базового та альтернативного варіантів теплової схеми котельні олійножирового комбінату

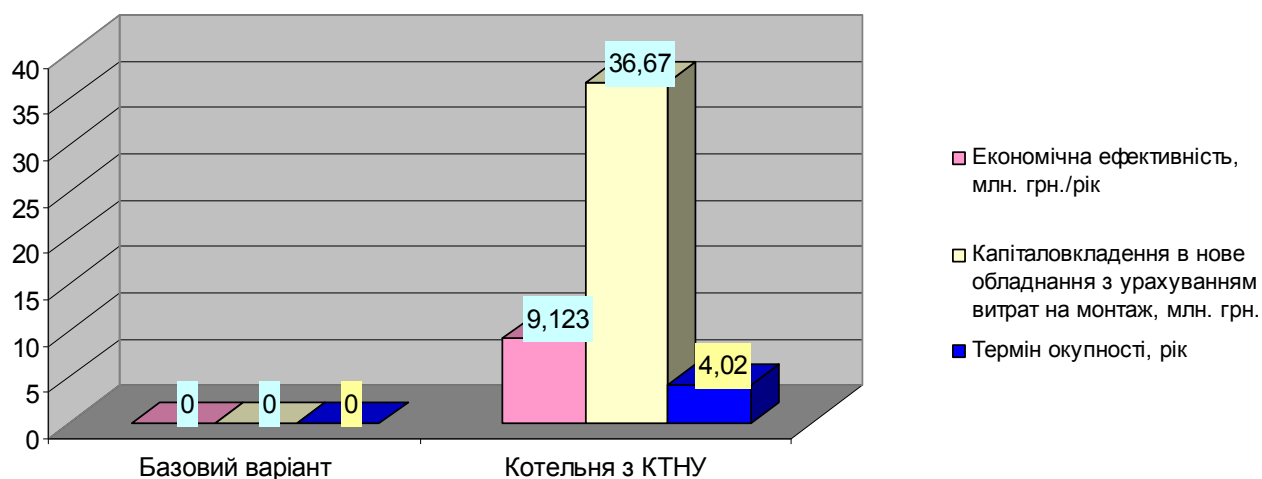


Рис. 2.6 – Показники економічної ефективності базового та альтернативного варіантів теплової схеми котельні олійножирового комбінату

За результатами проведеного ТЕО для обраного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату визначено, що: буде забезпечено економію робочого палива в обсязі 29,18%; експлуатаційні витрати котельні в результаті модернізації зменшаться на 9,123 млн. грн./рік, необхідні капіталовкладення в нове обладнання для модернізації теплової схеми становитимуть 36,67 млн. грн., термін окупності варіанту модернізації теплової схеми олійно-жирового комбінату з використанням з КТНУ становитиме 4,02 року.

2.3 Дослідження ефективності теплової схеми котельні олійножирового комбінату з використанням теплоти ВЕР в КТНУ

На основі результатів досліджень, викладених в попередніх підрозділах розділу 2, нами проведено дослідження показників ефективності теплової схеми котельні олійножирового комбінату з використанням теплоти ВЕР в КТНУ. Результати виконаних досліджень показані на рис. 2.7 – 2.12, на яких позначено оцінені варіанти застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-комбінату зі зна-

ченнями часток використання потужності утилізації в КТНУ теплоти відхідних газів в КУ: 65%, 55%, 45%, 35%.

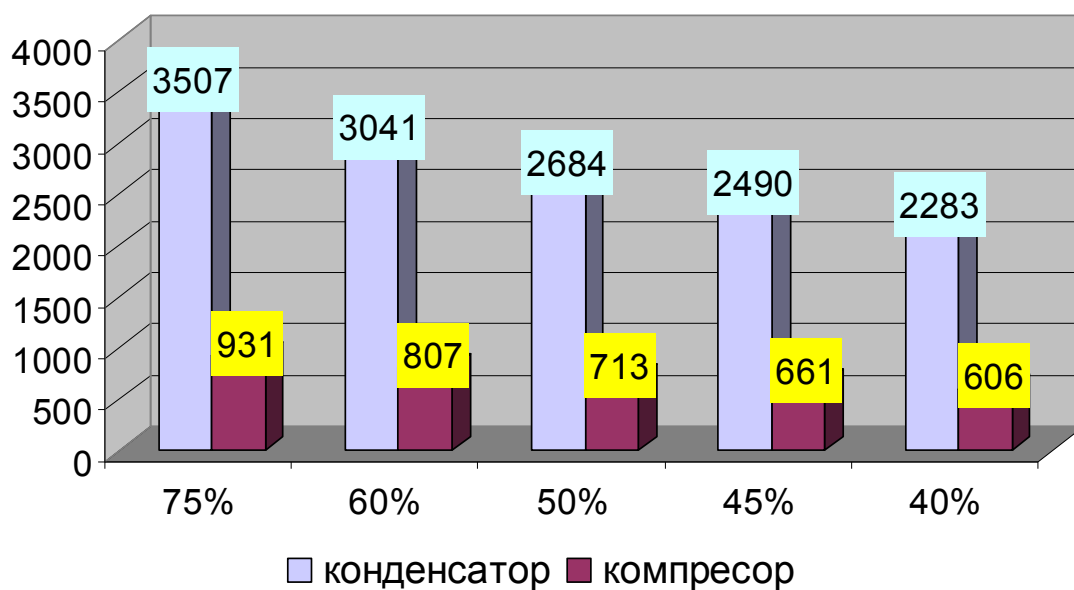


Рис. 2.7 – Теплові потужності конденсатора та утилізаторів і електрична потужність двигуна КТНУ в залежності від частки використання потужності КУ, кВт

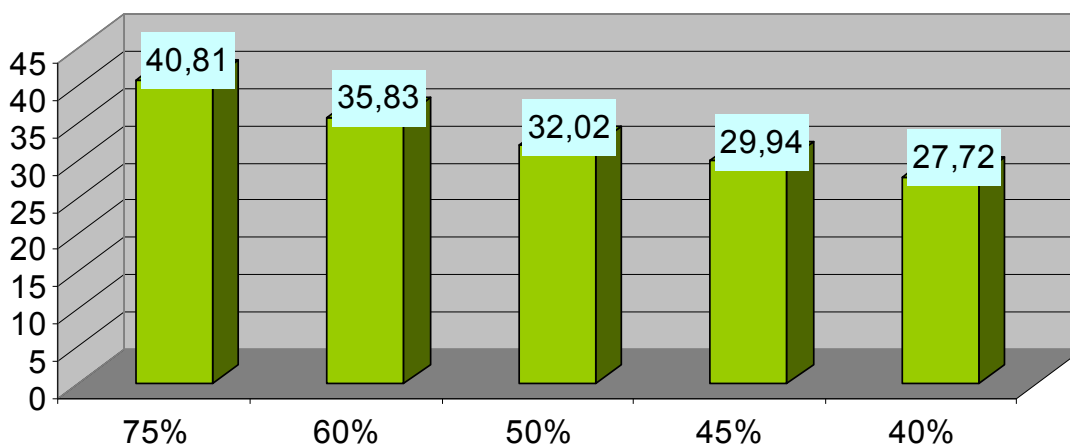


Рис. 2.8 – Значення економії робочого палива від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні в залежності частки використання потужності контактного утилізатора, %

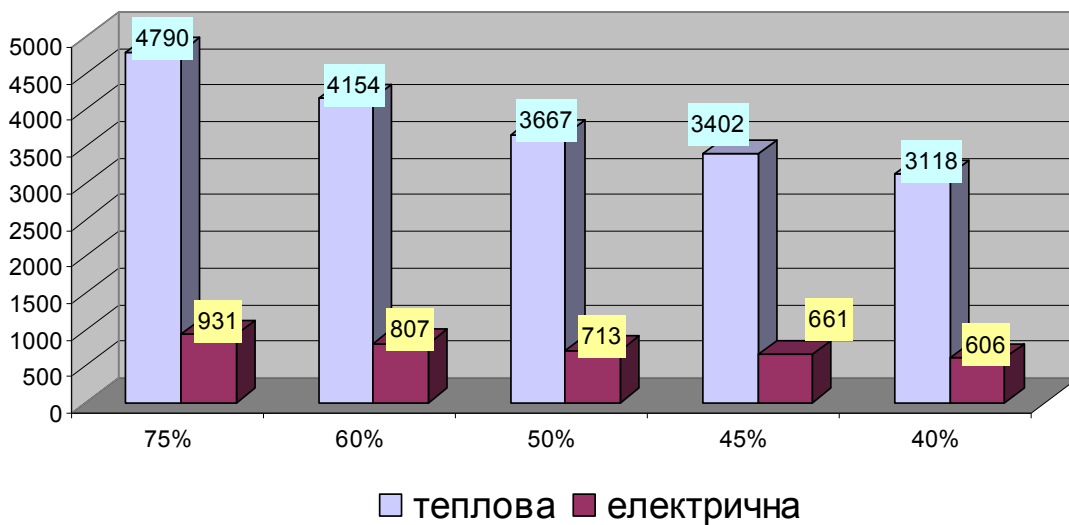


Рис. 2.9 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ в залежності частки використання потужності контактного утилізатора, кВт

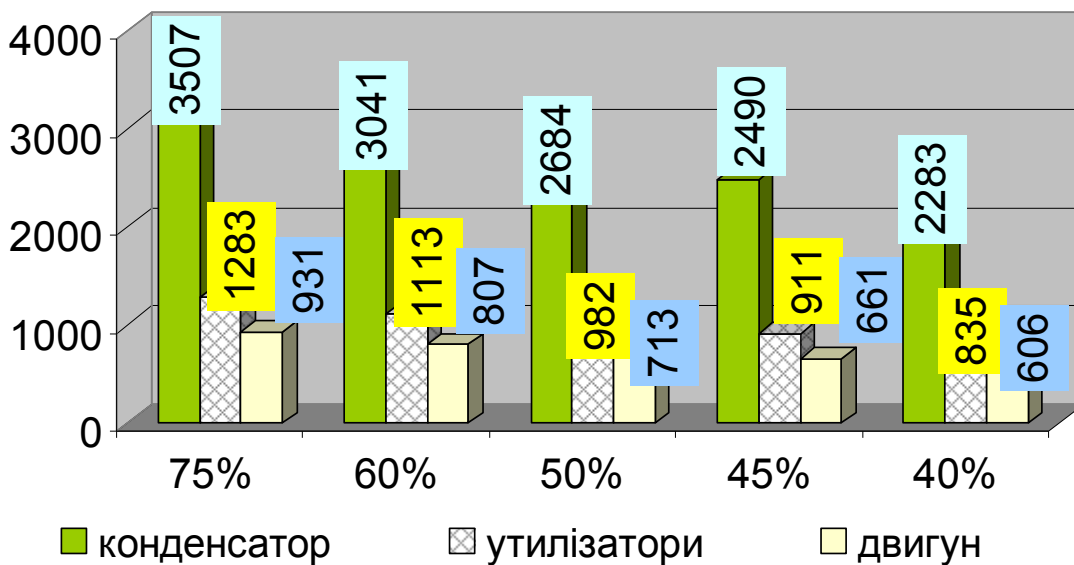


Рис. 2.10 – Теплові потужності конденсатора та утилізаторів і електрична потужність двигуна КТНУ в залежності від частки використання потужності КУ, кВт

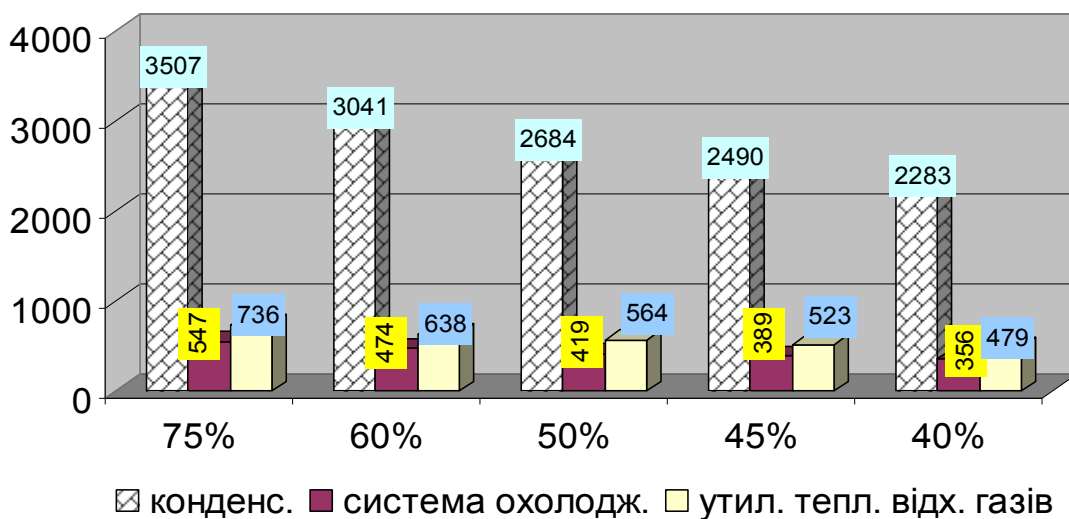


Рис. 2.11 – Теплові потужності конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ в залежності від частки використання потужності КУ, кВт

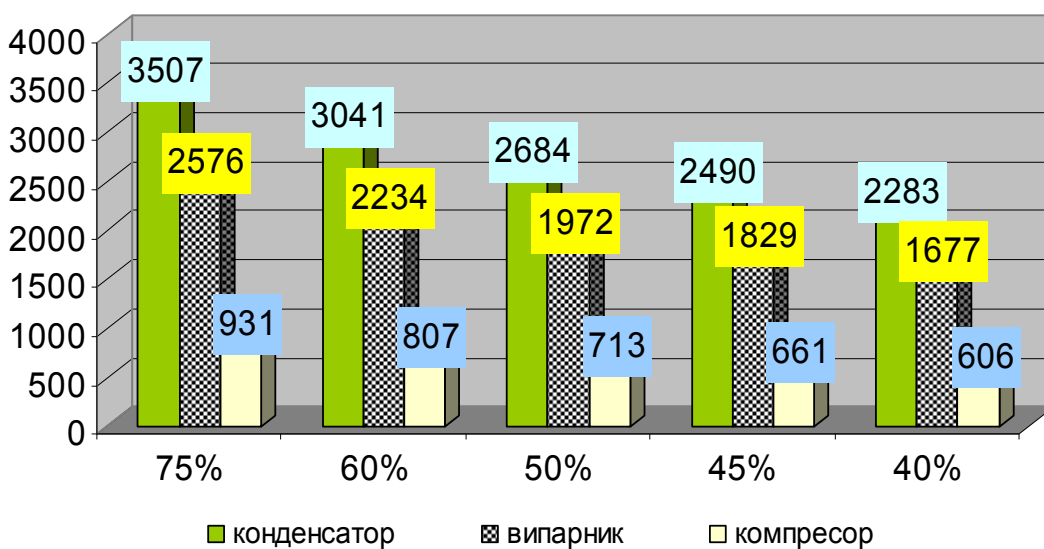


Рис. 2.12 – Потужності конденсатора, випарника та компресора в залежності частки використання потужності КУ, кВт

В даному підрозділі МКР виконано узагальнення результатів з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату, оцінено показники енергетичної та економічної ефективності для випадків застосування КТНУ, з використанням теплоти ВЕР від КУ.

На основі підходу, що був запропонований в роботах [37 – 72], в розрізі даної МКР були визначені режими енерго- та економічно ефективної експлуатації КТНУ з використанням теплоти ВЕР від КУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату.

2.4 Комплексна оцінка енергоекономічної ефективності КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням теплоти ВЕР

Нами, на основі результатів досліджень, викладених в цьому розділі та методичних основ з [37 – 72] виконана комплексна оцінка енергоекономічної ефективності КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням теплоти ВЕР. Графічне представлення результатів проведених досліджень показано на рис. 2.13.

На рис. 2.13 позначені варіанти застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату з використанням 65%, 55%, 45% та 35% потужності теплоти відхідних газів в КУ в КТНУ.

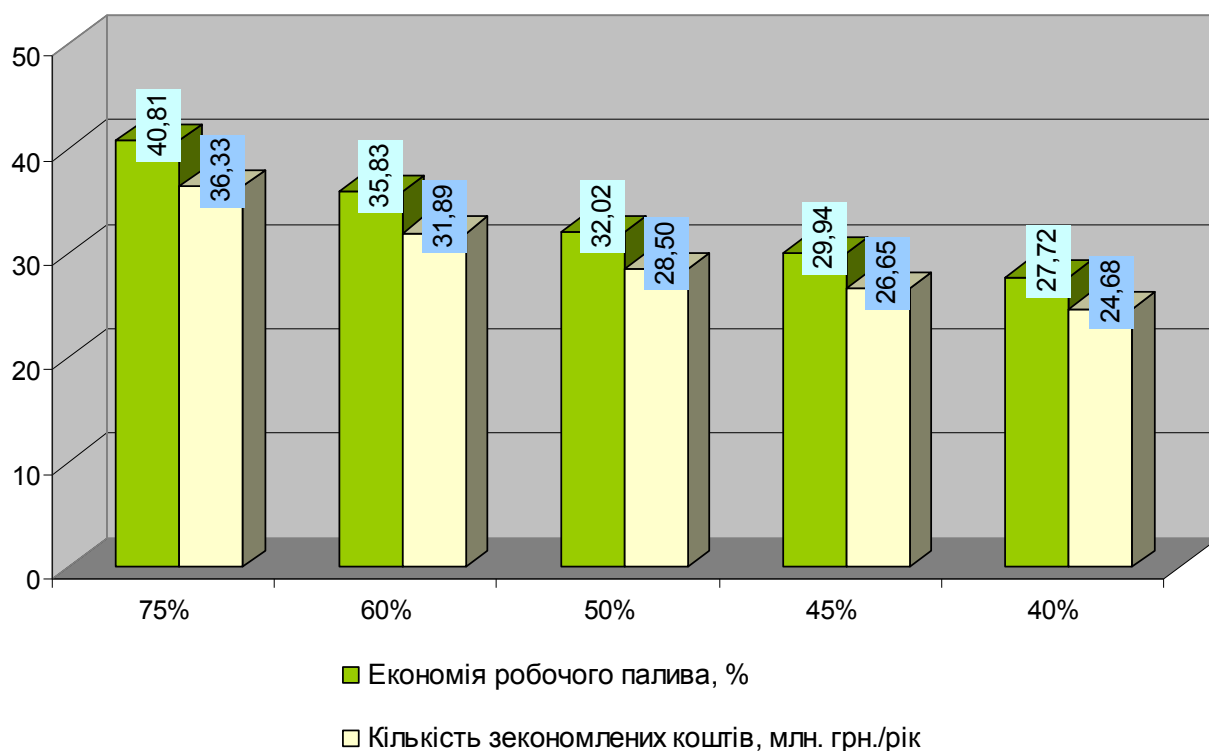


Рис. 2.13 – Показники енергоекономічної ефективності теплової схеми котельні олійножирового комбінату з використанням теплоти ВЕР від частки використання потужності КУ

Дослідження виконувалось з використанням методичних основ з [37 – 72] з метою здійснення комплексної оцінки енергоекономічної ефективності КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням теплоти ВЕР. Така оцінка дозволяє визначити режими ефективної експлуатації КТНУ для теплової схеми олійно-жирового комбінату з використанням теплоти ВЕР від КУ.

Висновки

В цьому розділі МКР виконано узагальнення результатів з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбі-

нату, оцінено показники енергетичної та економічної ефективності для випадків застосування КТНУ, з використанням теплоти ВЕР від КУ.

На основі підходу, що був запропонований в роботах [37 – 72], в розрізі даної МКР були визначені режими енерго- та економічно ефективної експлуатації КТНУ з використанням теплоти ВЕР від КУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату.

3 ПРАКТИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ З ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНОЇ ОЛІЙНО-ЖИРОВОГО КОМБІНАТУ З ВИКОРИСТАННЯМ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕПЛОНАСОСНИХ УСТАНОВОК

3.1 Показники роботи теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату

Результати розрахунку показників роботи теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату, що виконаний за методикою з [73], показані в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунків теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення
1	2	3	4	5
Теплова потужність котельні	Q_k	МВт	$Q_k = D_o(1 + \alpha_{вп})(h_o - h_{жв}) + D_o p(h_{кв} - h_{жв})$	8,684
Витрата робочого палива котельнею	$B_{рк}$	кг/с	$B_{рк} = Q_k / Q_p^H \cdot \eta_k$	0,962
ККД-брутто котельні	$\eta_{кот}$		$\eta_{кот} = \frac{Q_{СПІ} + Q_{СПІ}}{B_y \cdot Q_{НУ}^P}$	0,747

Визначено показники роботи теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату до модернізації. Визначено теплову потужність котельні, витрату робочого палива котельнею, ККД-брутто котельні. Ці показники будуть використані порівняння з показниками роботи теплової схеми котельні з КТНУ.

3.2 Ефективність варіантів застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату

3.2.1 Застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням 75% потужності контактного утилізатора

Нами проаналізована застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням 75% потужності контактного утилізатора.

Виконані технічні розрахунки ТНУ, газопоршневого двигуна (ГПД) та теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з КТНУ, методики, показники ефективності та результати розрахунків ефективності застосування визначеного варіанту КТНУ, які були проведені за методикою з досліджень [74 – 77], із використанням спеціалізованих програмних продуктів для розрахунку теплонасосних систем CoolPack1.5 та SOLKANE Refrigerants 8.0, показані в додатку Б (таблиці Б.1 – Б.3).

Графічна інтерпретація результатів проведених досліджень із визначення ефективності застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням 75% потужності контактного утилізатора показана на рис. 3.1 – 3.6.

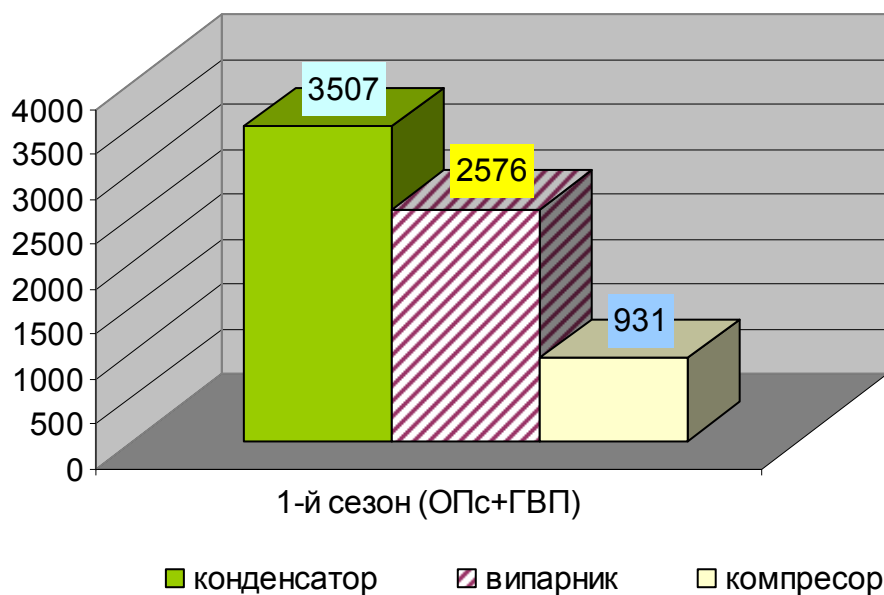


Рис. 3.1 – Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 75% потужності контактного утилізатора, кВт

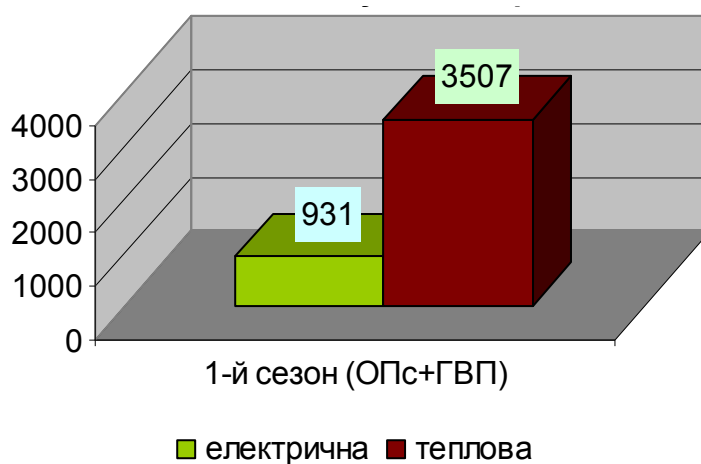


Рис. 3.2 – Значення теплової та електричної потужностей ТНУ для роботи теплової схеми котельні з використанням 75% потужності контактного утилізатора, кВт

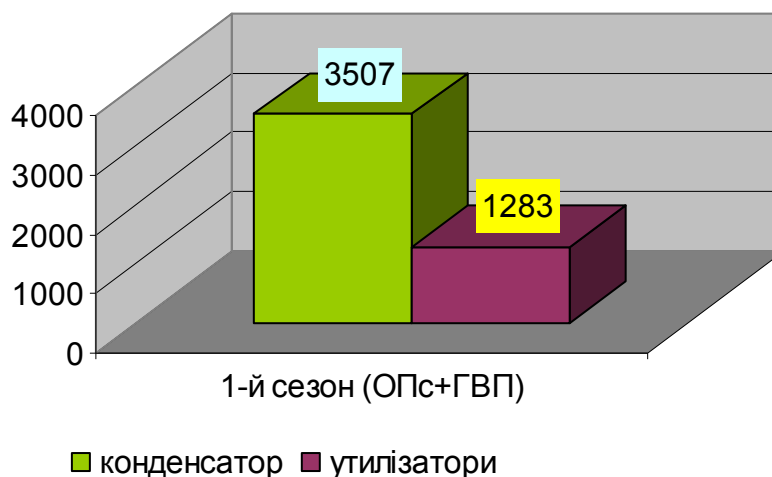


Рис. 3.3 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 75% потужності контактного утилізатора, кВт

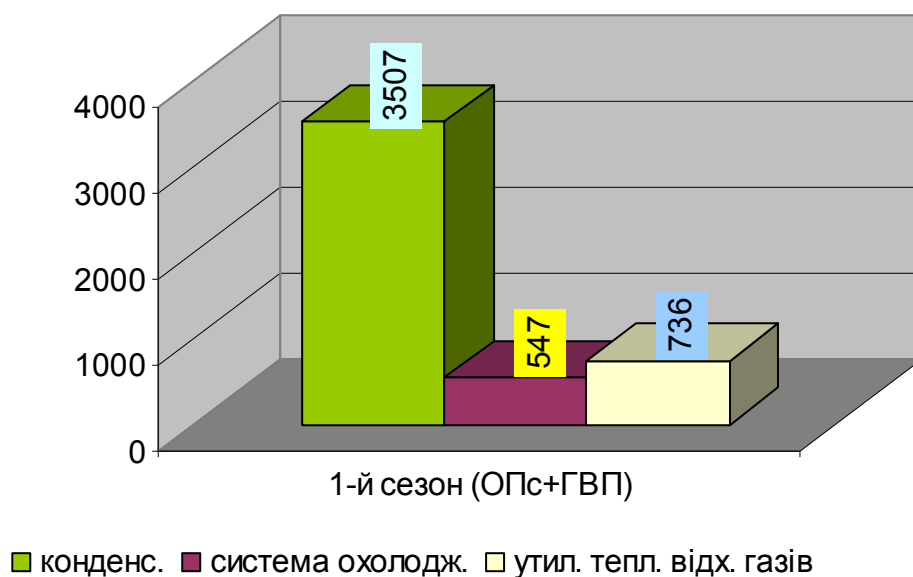


Рис. 3.4 – Значення теплових потужностей конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ для двох режимів роботи теплової схеми з використанням 75% потужності контактного утилізатора, кВт

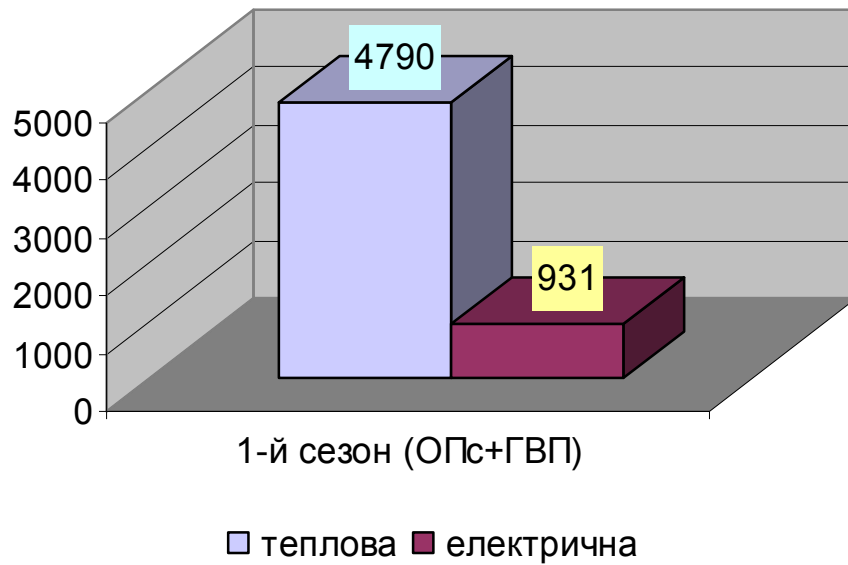


Рис. 3.5 - Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми з використанням 75% потужності контактного утилізатора, кВт

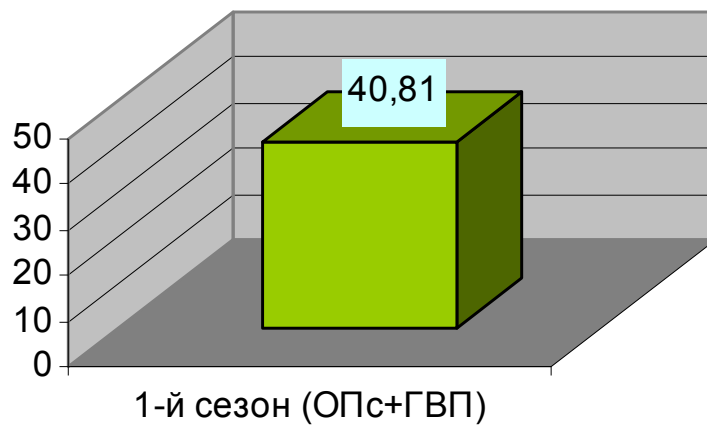


Рис. 3.6 - Значення економії робочого палива від застосування КТНУ для теплової схеми з використанням 75% потужності контактного утилізатора, %

3.2.2 Застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням 60% потужності контактного утилізатора

Нами проаналізована застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням 60% потужності контактного утилізатора.

Виконані технічні розрахунки ТНУ, газопоршневого двигуна (ГПД) та теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з КТНУ, методики, показники ефективності та результати розрахунків ефективності застосування визначеного варіанту КТНУ, які були проведені за методикою з досліджень [74 – 77], із використанням спеціалізованих програмних продуктів для розрахунку теплонасосних систем CoolPack1.5 та SOLKANE Refrigerants 8.0, показані в додатку Б (таблиці Б.4 – Б.6).

Графічна інтерпретація результатів проведених досліджень із визначення ефективності застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням 60% потужності контактного утилізатора показана на рис. 3.7 – 3.12.

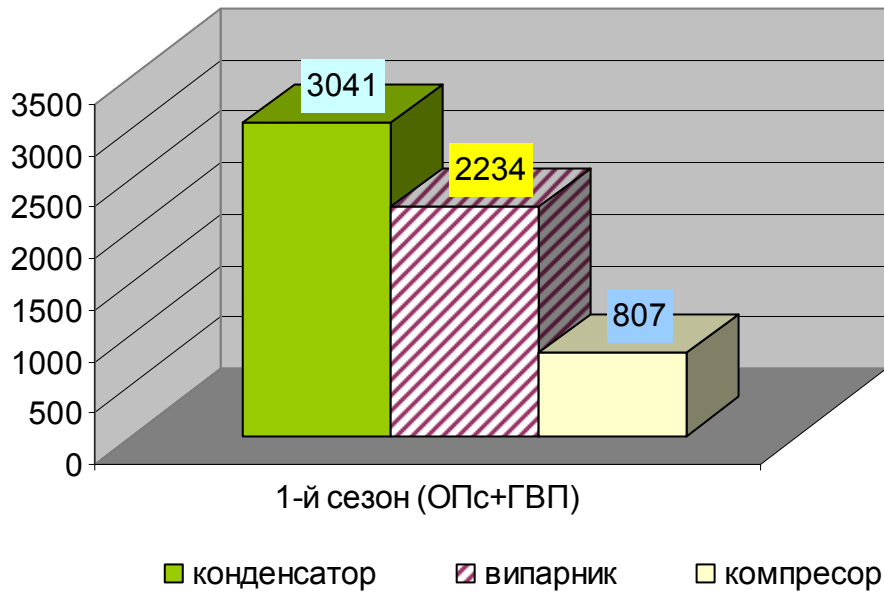


Рис. 3.7 – Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 60% потужності контактного утилізатора, кВт

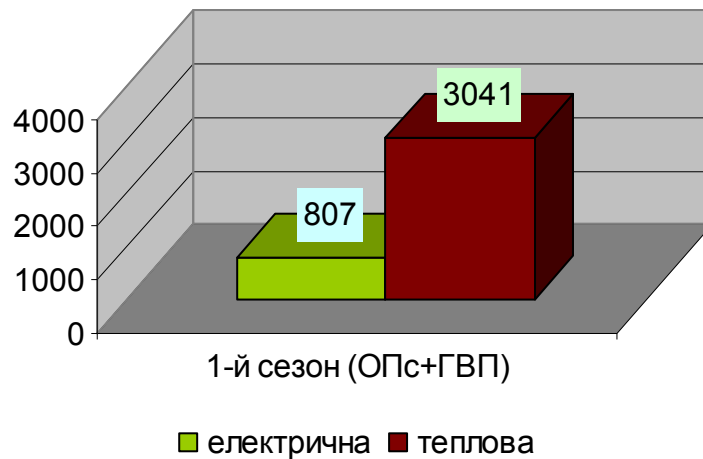


Рис. 3.8 – Значення теплової та електричної потужностей ТНУ для двох сезонів роботи теплової схеми котельні з використанням 60% потужності контактного утилізатора, кВт

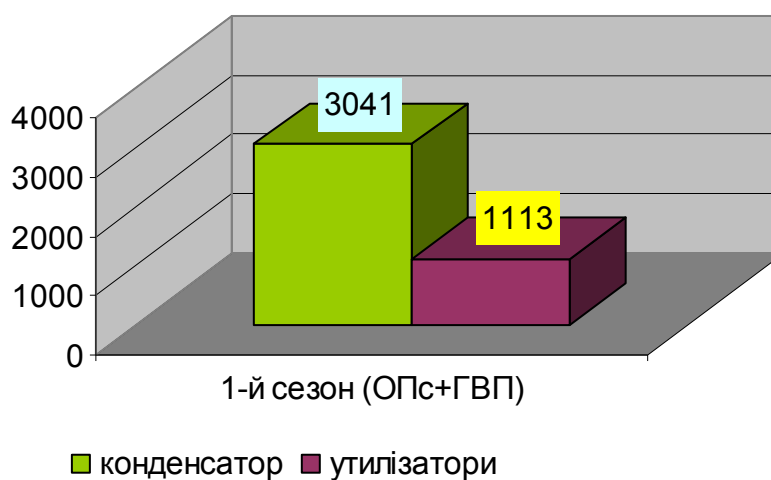


Рис. 3.9 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 60% потужності контактного утилізатора, кВт

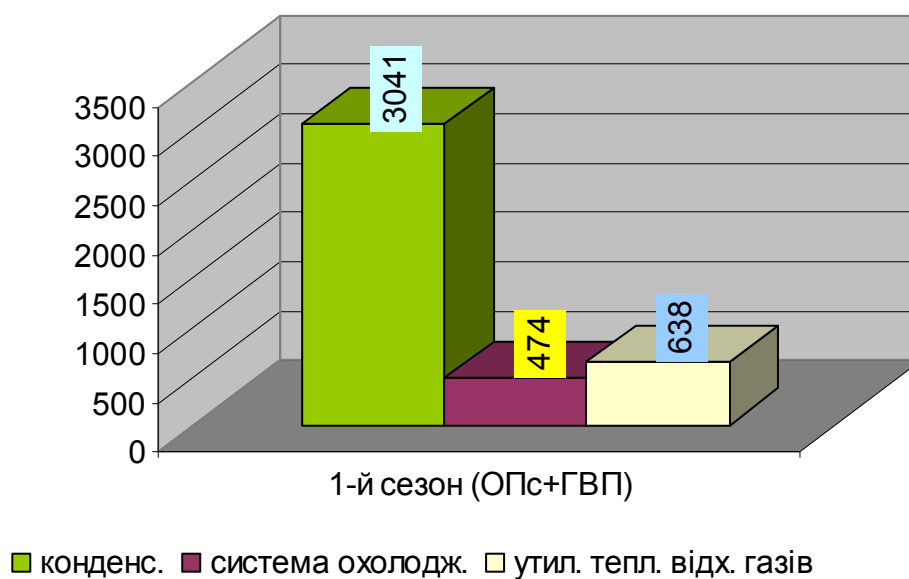


Рис. 3.10 – Значення теплових потужностей конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ для теплової схеми з використанням 60% потужності контактного утилізатора, кВт

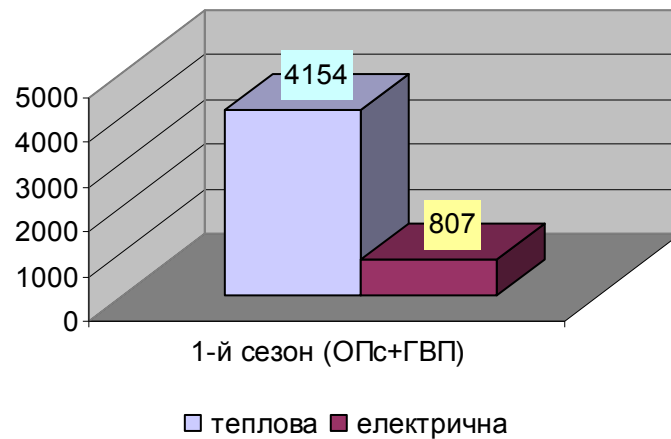


Рис. 3.11 - Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми з використанням 60% потужності контактного утилізатора, кВт

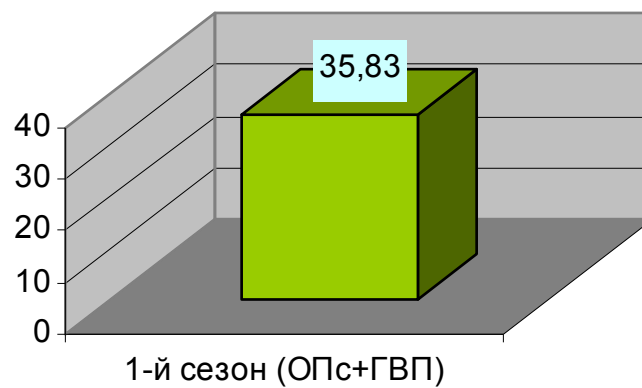


Рис. 3.12 - Значення економії робочого палива від застосування КТНУ для теплової схеми з використанням 60% потужності контактного утилізатора, %

3.2.3 Застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням 50% потужності контактного утилізатора

Нами проаналізована застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням 50% потужності контактного утилізатора.

Виконані технічні розрахунки ТНУ, газопоршневого двигуна (ГПД) та теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з КТНУ, методики, показники ефективності та результати розрахунків ефективності застосування визначеного варіанту КТНУ, які були проведені за методикою з досліджень [74 – 77], із використанням спеціалізованих програмних продуктів для розрахунку теплонасосних систем CoolPack1.5 та SOLKANE Refrigerants 8.0, показані в додатку Б (таблиці Б.7 – Б.9).

Графічна інтерпретація результатів проведених досліджень із визначення ефективності застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням 50% потужності контактного утилізатора показана на рис. 3.13 – 3.18.

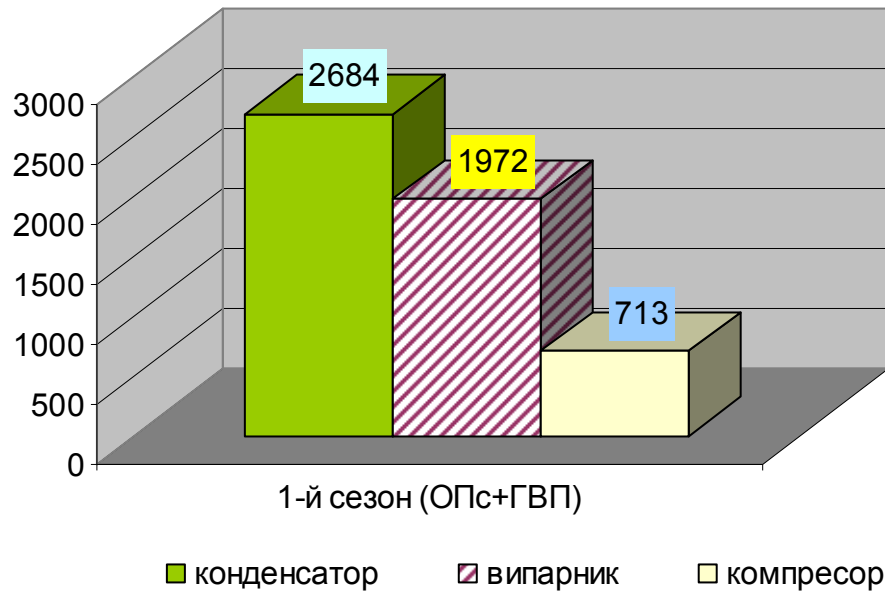


Рис. 3.13 – Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 50% потужності контактної утилізатора, кВт

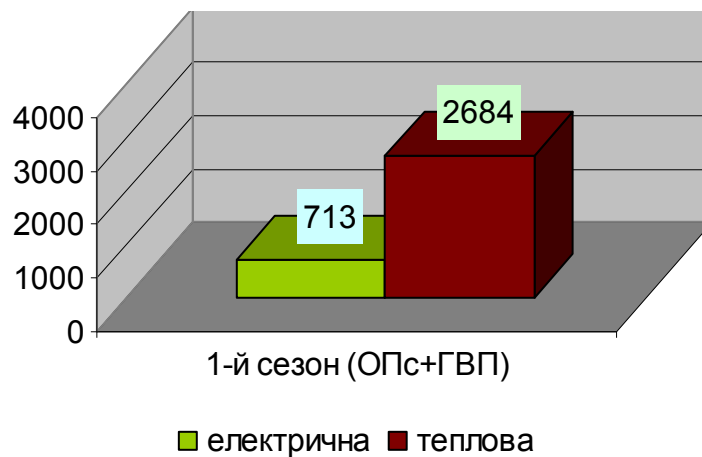


Рис. 3.14 – Значення теплової та електричної потужностей ТНУ для роботи теплової схеми котельні з використанням 50% потужності контактної утилізатора, кВт

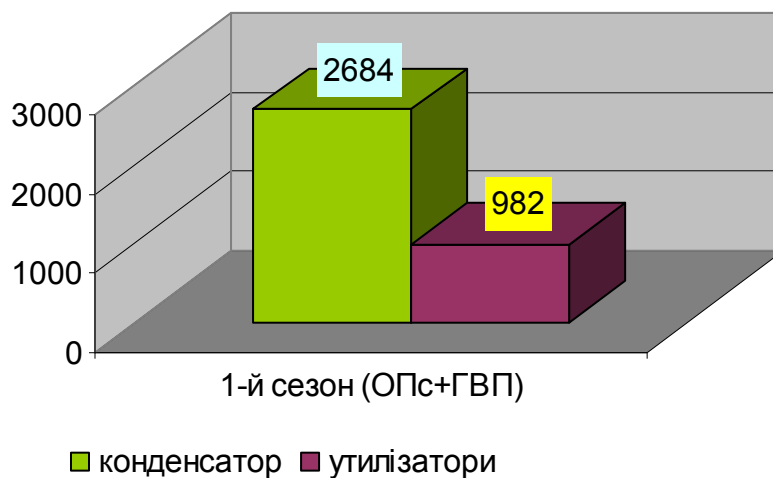


Рис. 3.15 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 50% потужності контактного утилізатора, кВт

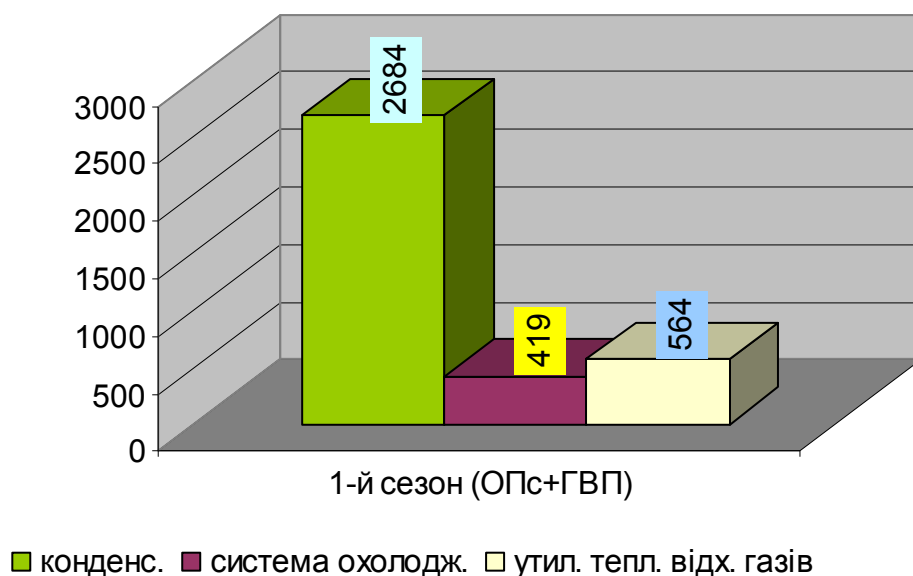


Рис. 3.16 – Значення теплових потужностей конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ для теплової схеми з використанням 50% потужності контактного утилізатора, кВт

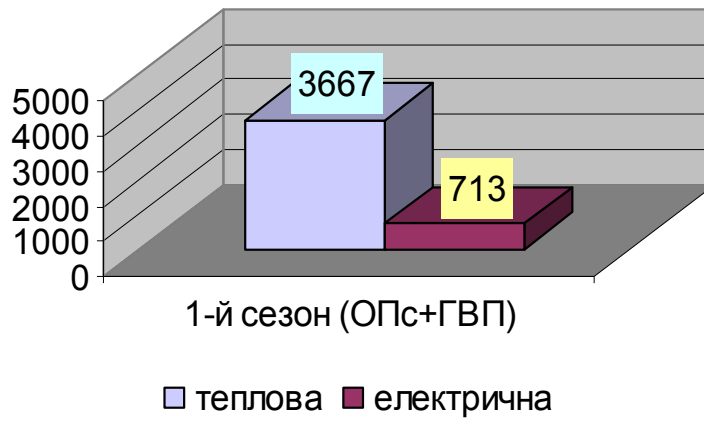


Рис. 3.17 - Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми з використанням 50% потужності контактного утилізатора, кВт

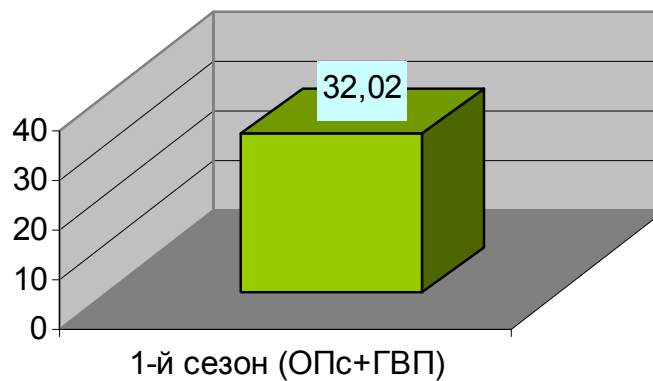


Рис. 3.18 - Значення економії робочого палива від застосування КТНУ для теплової схеми з використанням 50% потужності контактного утилізатора, %

3.2.4 Застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням 45% потужності контактного утилізатора

Нами проаналізована застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням 45% потужності контактного утилізатора.

Виконані технічні розрахунки ТНУ, газопоршневого двигуна (ГПД) та теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з КТНУ, методики, показники ефективності та результати розрахунків ефективності застосування визначеного варіанту КТНУ, які були проведені за методикою з досліджень [74 – 77], із використанням спеціалізованих програмних продуктів для розрахунку теплонасосних систем CoolPack1.5 та SOLKANE Refrigerants 8.0, показані в додатку Б (таблиці Б.10 – Б.12).

Графічна інтерпретація результатів проведених досліджень із визначення ефективності застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням 60% потужності контактного утилізатора показана на рис. 3.19 – 3.24.

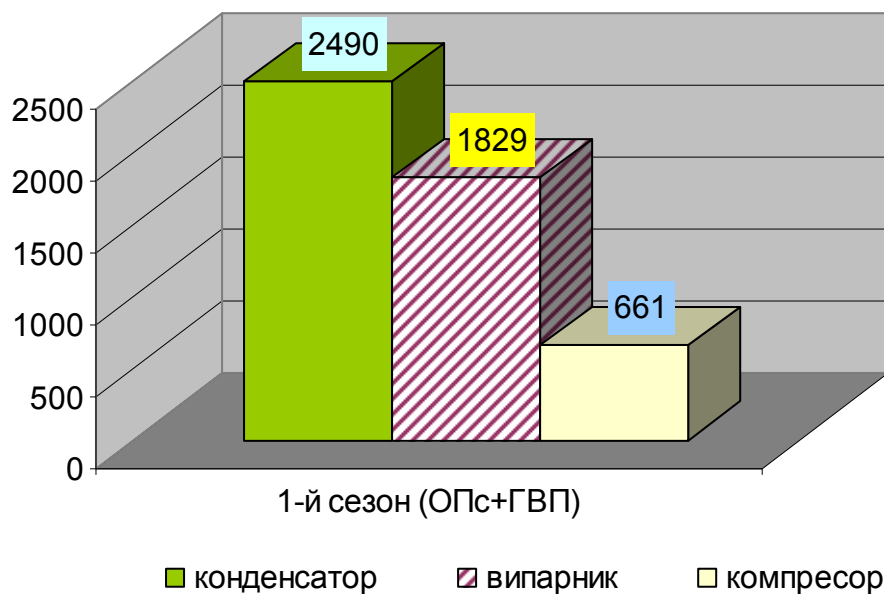


Рис. 3.19 – Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 45% потужності контактного утилізатора, кВт

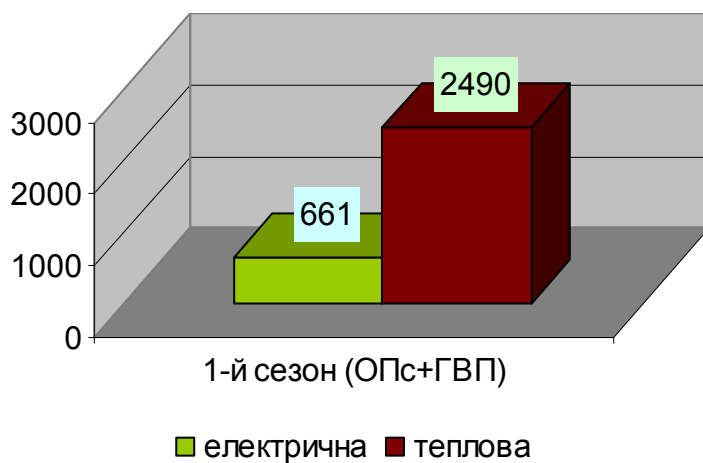


Рис. 3.20 – Значення теплової та електричної потужностей ТНУ для роботи теплової схеми котельні з використанням 45% потужності контактного утилізатора, кВт

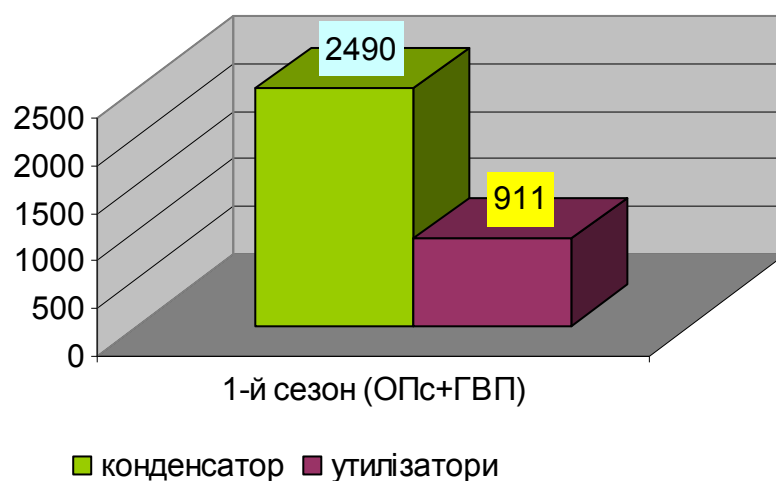


Рис. 3.21 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 45% потужності контактного утилізатора, кВт

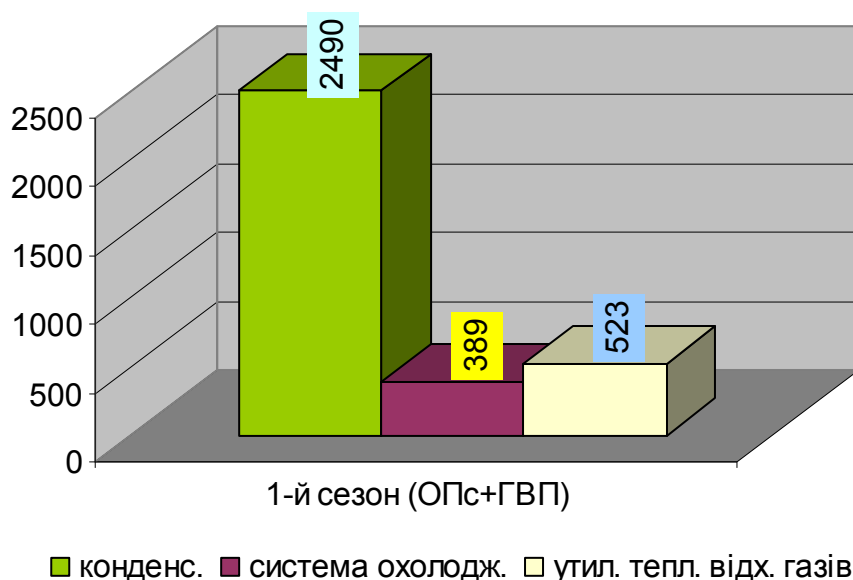


Рис. 3.22 – Значення теплових потужностей конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ для теплової схеми з використанням 45% потужності контактного утилізатора, кВт

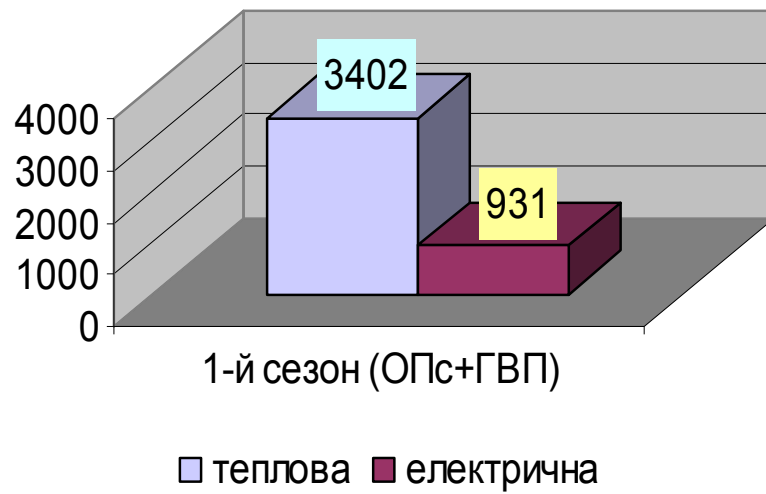


Рис. 3.23- Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми з використанням 45% потужності контактного утилізатора, кВт

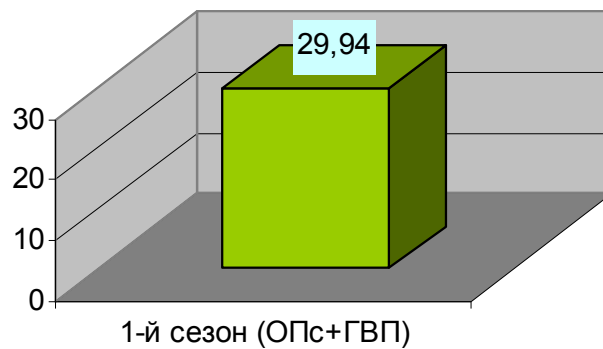


Рис. 3.24 - Значення економії робочого палива від застосування КТНУ для теплової схеми з використанням 45% потужності контактного утилізатора, %

3.2.4 Застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням 40% потужності контактного утилізатора

Нами проаналізована застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням 40% потужності контактного утилізатора.

Виконані технічні розрахунки ТНУ, газопоршневого двигуна (ГПД) та теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з КТНУ, методики, показники ефективності та результати розрахунків ефективності застосування визначеного варіанту КТНУ, які були проведені за методикою з досліджень [74 – 77], із використанням спеціалізованих програмних продуктів для розрахунку теплонасосних систем CoolPack1.5 та SOLKANE Refrigerants 8.0, показані в додатку Б (таблиці Б.10 – Б.12).

Графічна інтерпретація результатів проведених досліджень із визначення ефективності застосування КТНУ для теплової схеми котельні олійно-жирового комбінату з використанням 40% потужності контактного утилізатора показана на рис. 3.25 – 3.30.

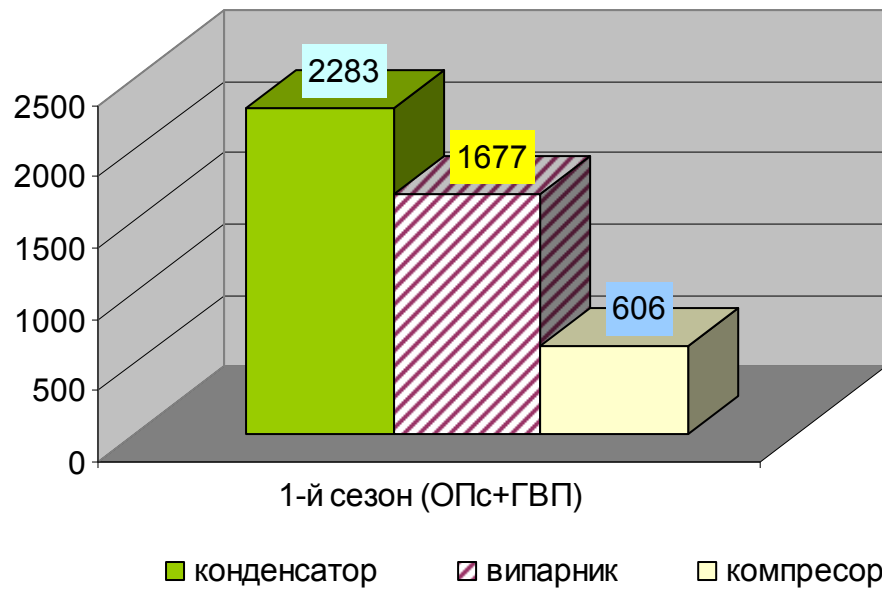


Рис. 3.25 – Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 40% потужності контактного утилізатора, кВт

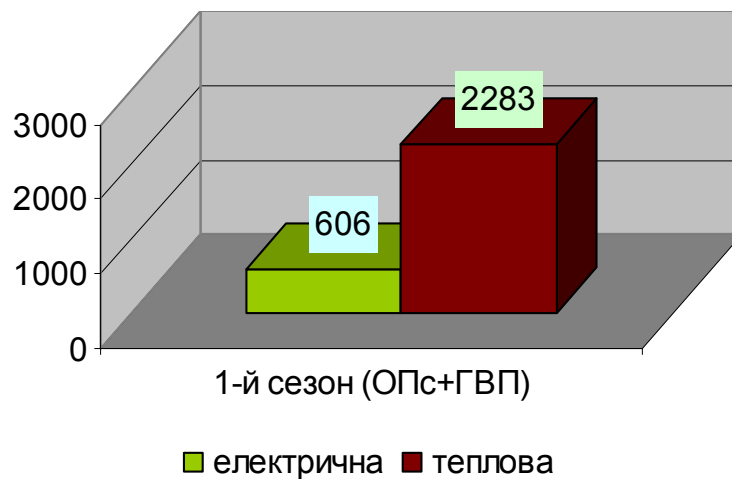


Рис. 3.26 – Значення теплової та електричної потужностей ТНУ для роботи теплової схеми котельні з використанням 40% потужності контактного утилізатора, кВт

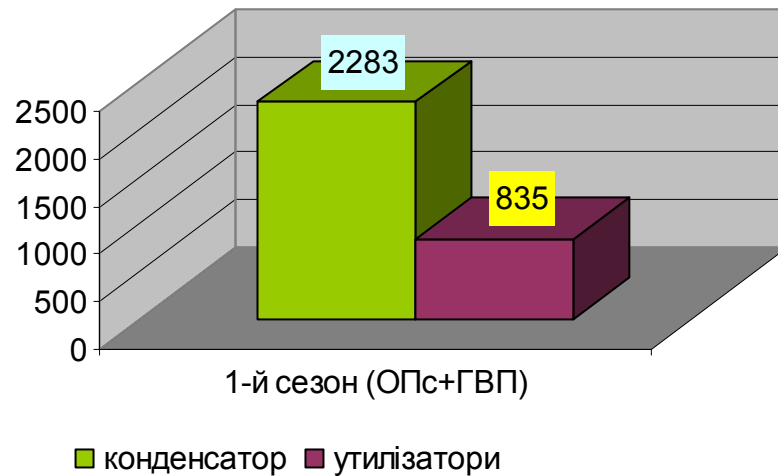


Рис. 3.27 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 40% потужності контактного утилізатора, кВт

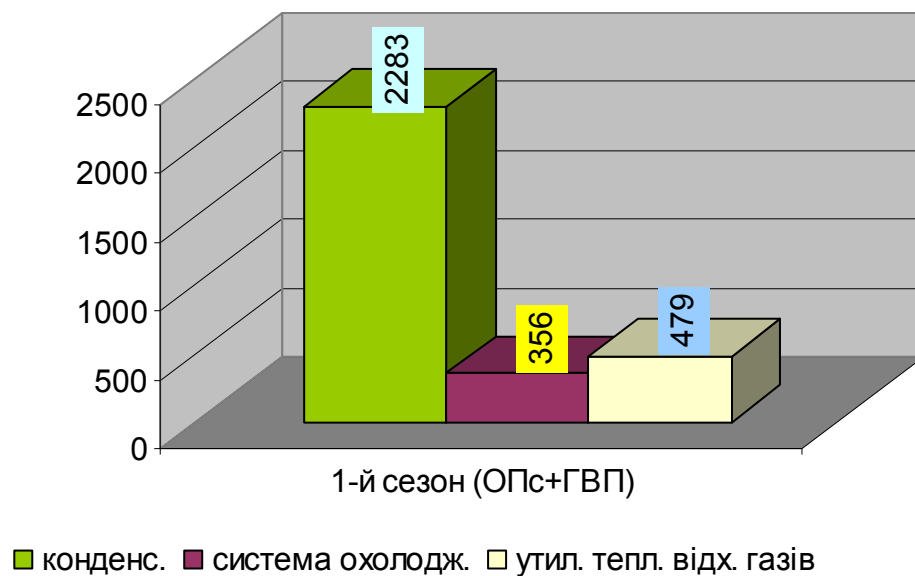


Рис. 3.28 – Значення теплових потужностей конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ для теплової схеми з використанням 40% потужності контактного утилізатора, кВт

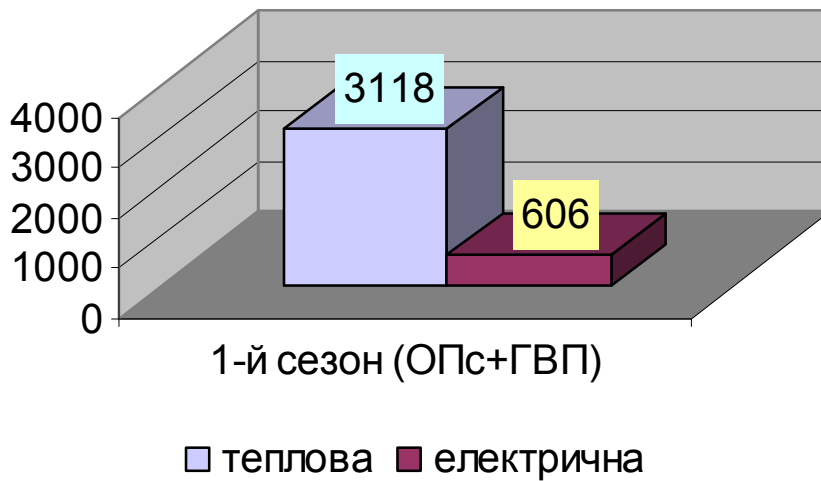


Рис. 3.29- Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми з використанням 40% потужності контактного утилізатора, кВт

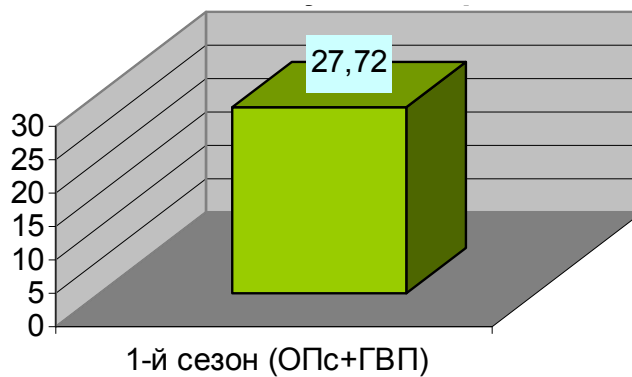


Рис. 3.30 - Значення економії робочого палива від застосування КТНУ для теплової схеми з використанням 40% потужності контактного утилізатора, %

3.3 Обґрунтування вибору найбільш ефективного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату

В попередніх розділах МКР проаналізована ефективність варіантів застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату на основі досліджень [42 – 49]. В розділах 2 та 3 МКР оцінена ефективність варіантів застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату, з частками утилізації теплової потужності відхідних газів в КУ: 65%, 55%, 45%, 35%.

На основі аналізу результатів з рис. 2.1 -2.2 та публікації [1] визначений варіант, що є найбільш ефективним за енергетичними та економічними показниками: з використанням 45% потужності контактного утилізатора (КУ) теплоти відхідних газів котельні в КТНУ та утилізаційному обладнанні приводу КТНУ. В цьому випадку застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату забезпечуються: економія робочого палива у 29,18%, річна економія коштів у 25,98 млн. грн./рік. Цей варіант застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату підвищить ефективність енерговикористання, забезпечить додаткове вироблення 3,304 МВт теплової потужності та 642 кВт електричної потужності. Отже, даний варіант було обрано до впровадження.

Теплова схема котельні олійно-жирового комбінату з КТНУ показана в графічній частині МКР.

3.4 Вибір обладнання для вибраного ефективного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату

Для приводу КТНУ вибираємо газопоршневий двигун-генератор марки 11ГД100М з номінальною потужністю електрогенератора 1000 кВт виробництва ДП «Завод ім. В. О. Малишева» (Україна) [78].

Із [79] вибираємо два теплових насоси виробництва ЗАТ «Енергія»: марки НТ-3000 та марки НТ-500 .

Для утилізації теплоти відхідних газів котла встановлюємо КТАН-утилізатор марки КТАН-2,3УГ з теплопродуктивністю 0,3-3 МВт [80].

Витрата води у випарнику становить 28,85 кг/с. Встановлюємо два насоси (один робочий, один резервний) фірми GLONG марки GHE-125-125-9,2 з подачею 150 м³/год., напором 0,14 МПа, ККД 75%, з потужністю електродвигуна 9,2 кВт [81].

План котельні олійножирового комбінату з КТНУ із зазначенням розташування нового вибраного обладнання показаний в графічній частині МКР.

3.5 Розробка схеми автоматизації газопоршневого двигуна для КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату

Розроблена функціональна схема автоматизації газопоршневого двигуна-генератора. Необхідні технічні розрахунки були проведені з використанням літературних джерел [82 - 90] та наведені в додатку В.

На рис. 3.31 – 3.33 показані: САР потужності по відпущеній електричній енергії, САР економічності, САР температури прямої води.

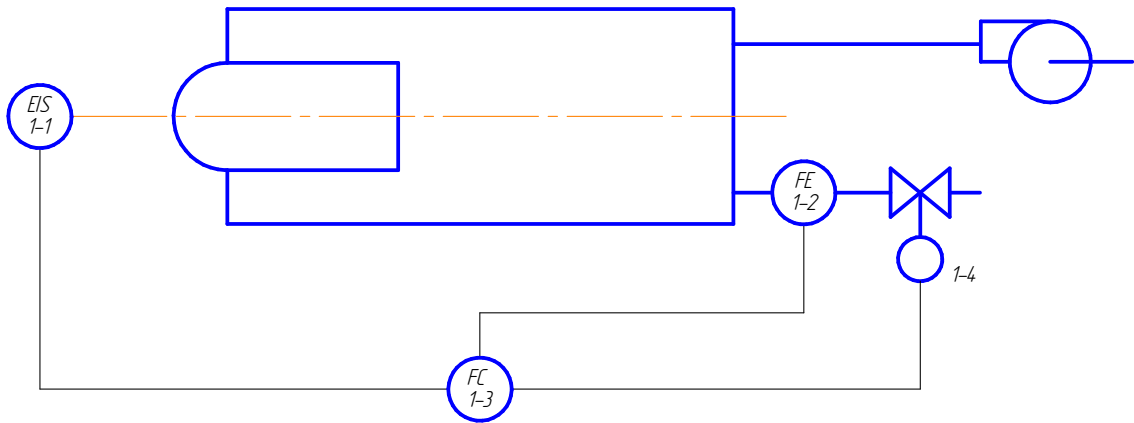


Рис. 3.31 – САР потужності по відпущеній електричній енергії

1-1 – датчик витрати електричної енергії; 1-2 – датчик витрати природного газу; 1-3 – регулятор витрати; 1-4 – привід виконавчого механізму

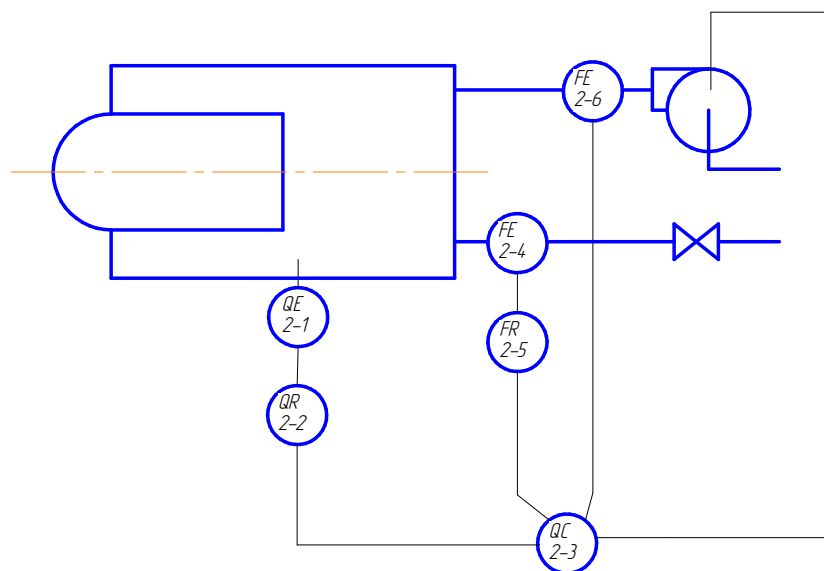


Рис. 3.32 – САР економічності

2-1 датчик концентрації CO; 2-2 реєстратор концентрації CO;
2-3 – регулятор економічності; 2-4 витратомір природного газу; 2-5 – прилад реєструючий; 2-6 витратомір повітря

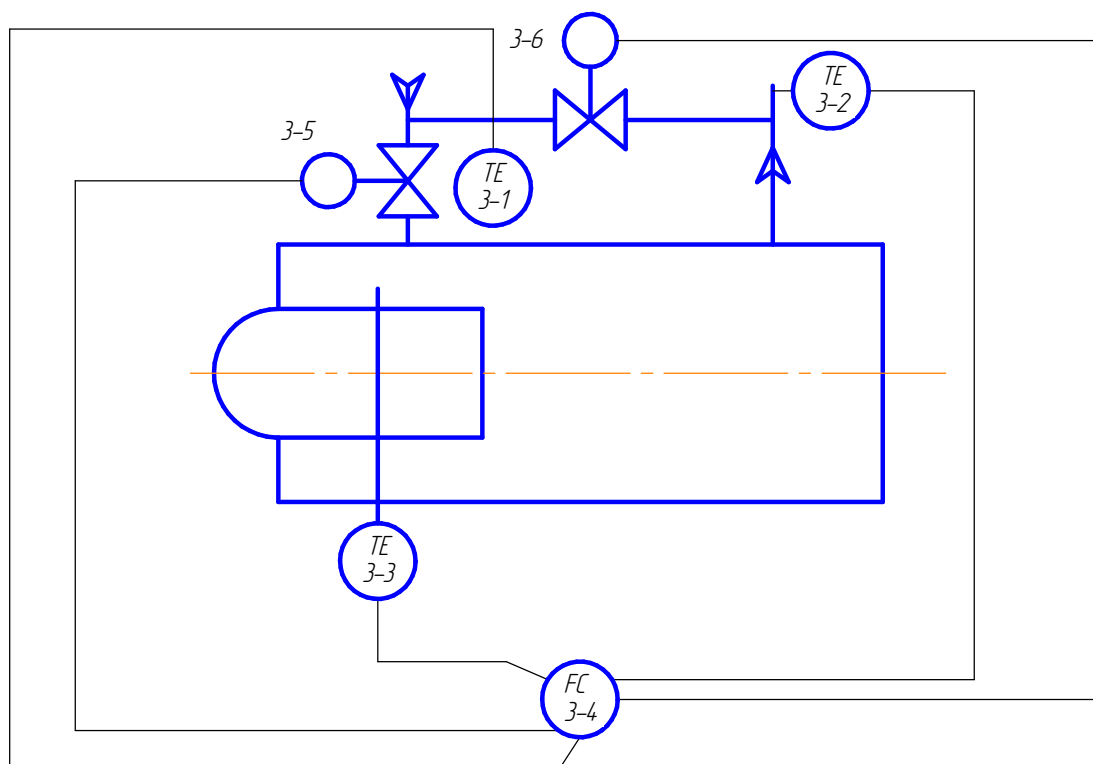


Рис. 3.33 – САР температури прямої води

3-1 – датчик температури води на вході в ГПД; 3-2 – датчик температури води на виході з ГПД; 3-3 – датчик температури димових газів; 3-4 – регулятор витрати; 3-5, 3-6 – приводи вентилів

3.6 Розробка технології монтажу КТНУ в схемі котельні олійно-жирового комбінату

В цьому розділі МКР виконано підбір діаметрів трубопроводів для підведення і відведення теплоносіїв, здійснено компоновку обладнання КТНУ, визначено схеми прокладання трубопроводів, враховані відомості із виконання робіт, визначена трудомісткість монтажних робіт для КТНУ. Для монтажу КТНУ розроблено календарний графік монтажу, графік руху робітників та графік руху машин та механізмів.

Основні технічні розрахунки для цього підрозділу МКР, що були виконані на основі джерел [90 - 102], представлені в додатку Г.

3.7 Математичне та програмне забезпечення розрахунків ефективності КТНУ в схемі олійно-жирового комбінату

В МКР розрахунки ефективності КТНУ в схемі олійно-жирового комбінату виконувались з використанням спеціалізованих програм SOLKANE Refrigerants 8.0 та CoolPack1.5 [103 - 104], що використовуються для визначення теплофізичних властивостей холодоагентів та розрахунку циклів. Програми містять модулі для обчислення показників різних схем та циклів. Результати моделювання роботи та визначення ефективності циклів КТНУ в спеціалізованій програмі SOLKANE Refrigerants 8.0 показані на рис. 3.34 – 3.38.

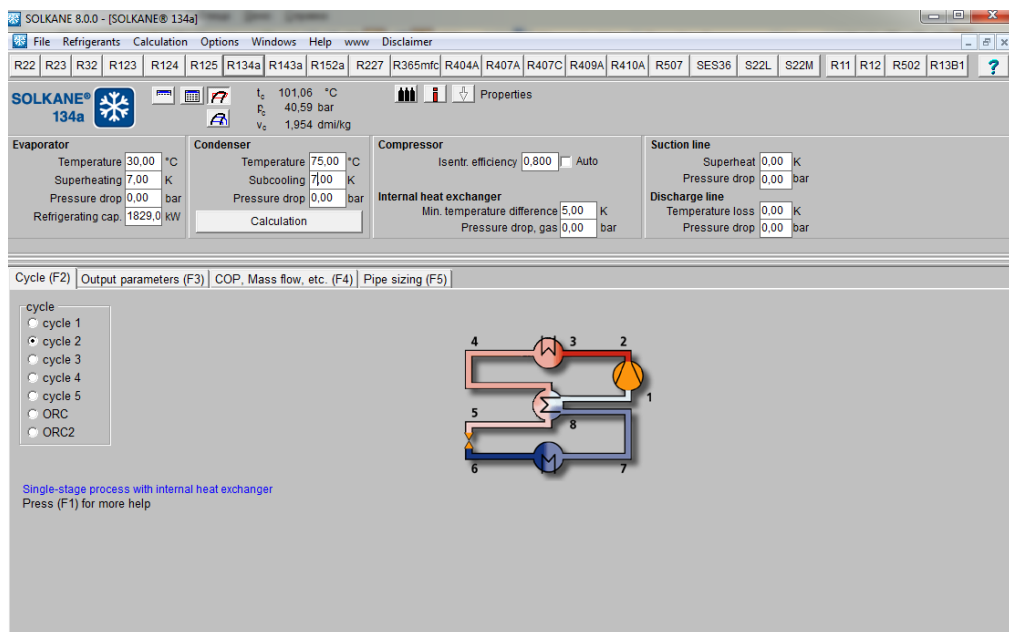


Рис. 3.34 – Задання початкових даних для розрахунку КТНУ а в програмі SOLKANE Refrigerants 8.0

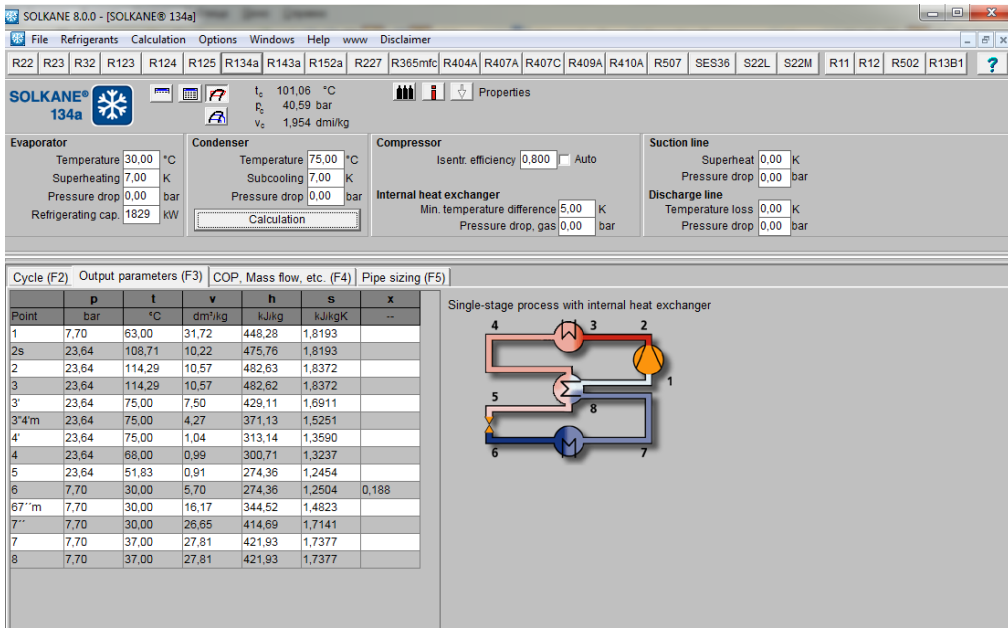


Рис. 3.35 – Визначення властивостей холодоагенту R134a в програмі SOLKANE Refrigerants 8.0

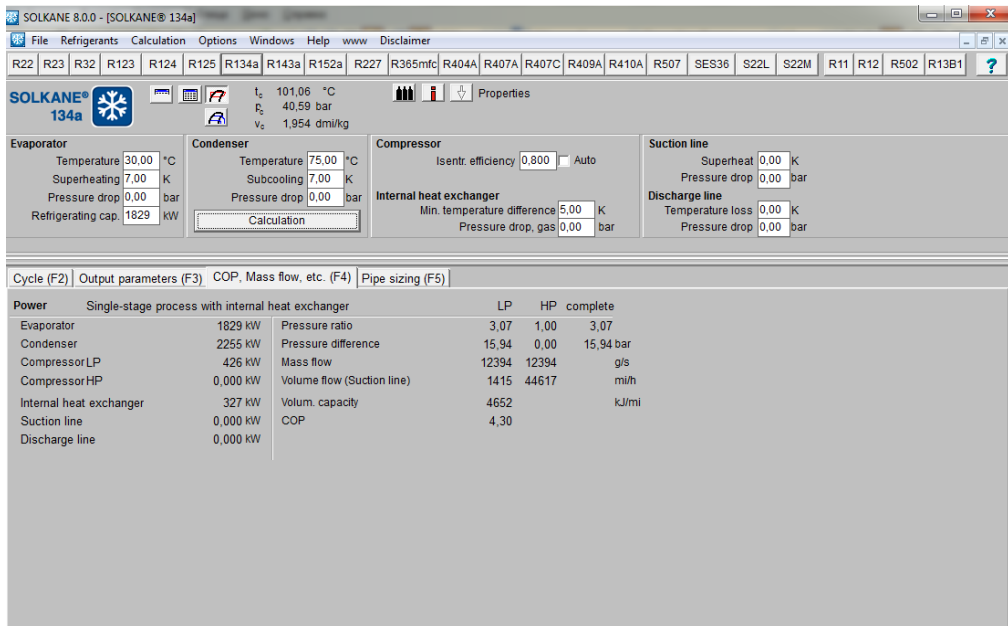


Рис. 3.36 – Розрахунок показників роботи циклу КТНУ для холодоагенту R134a в SOLKANE Refrigerants 8.0

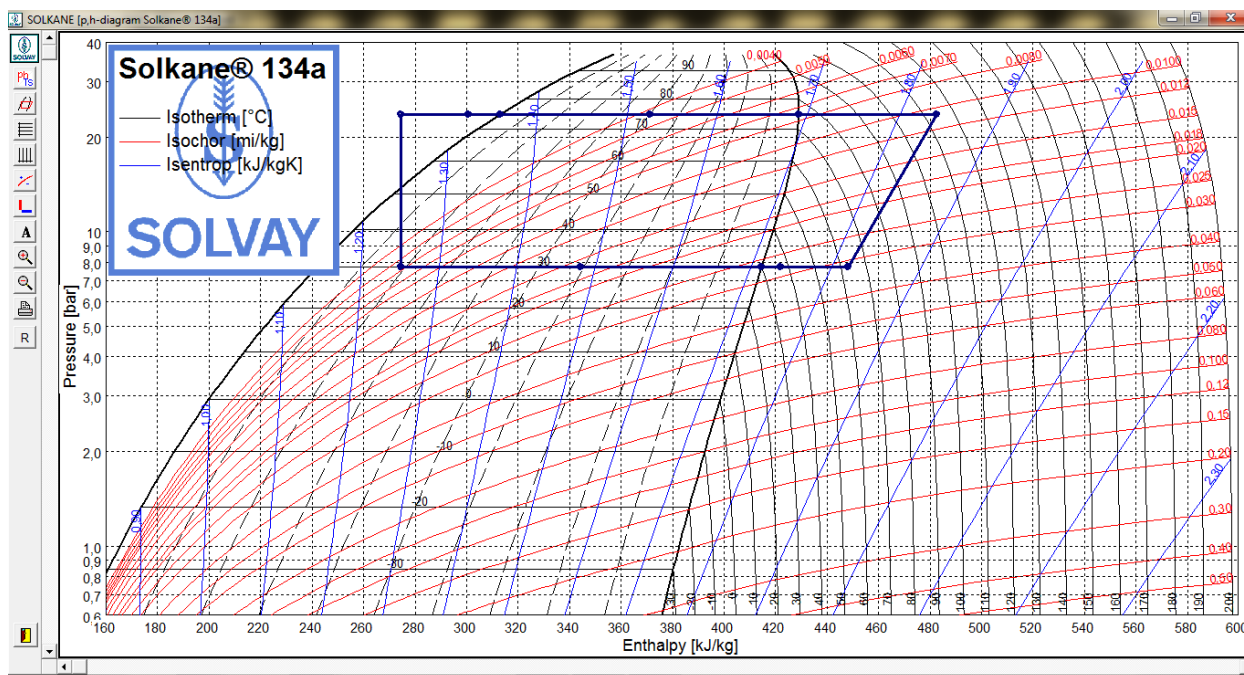


Рис. 3.37 – Цикл КТНУ на P-h діаграмі в SOLKANE Refrigerants 8.0

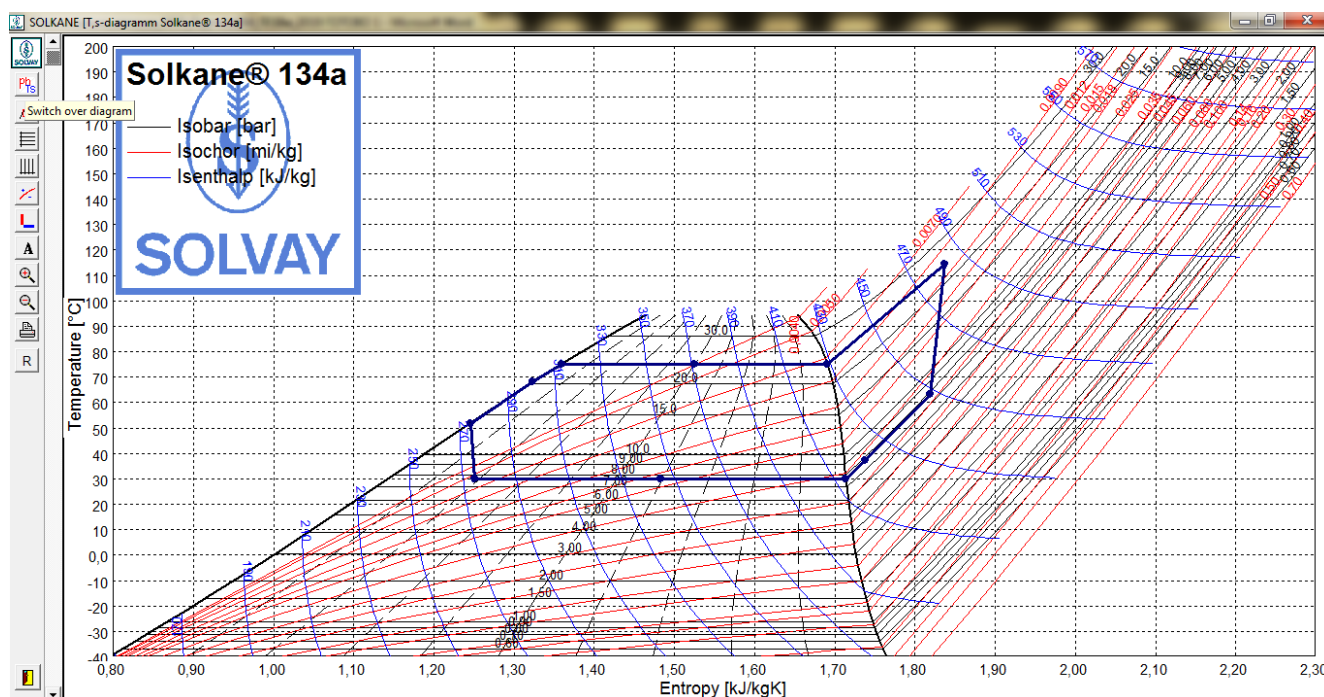


Рис. 3.38 – Цикл КТНУ на T-s діаграмі в SOLKANE Refrigerants 8.0

Результати математичного моделювання роботи КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату показані на рис. 3.39 – 3.45.

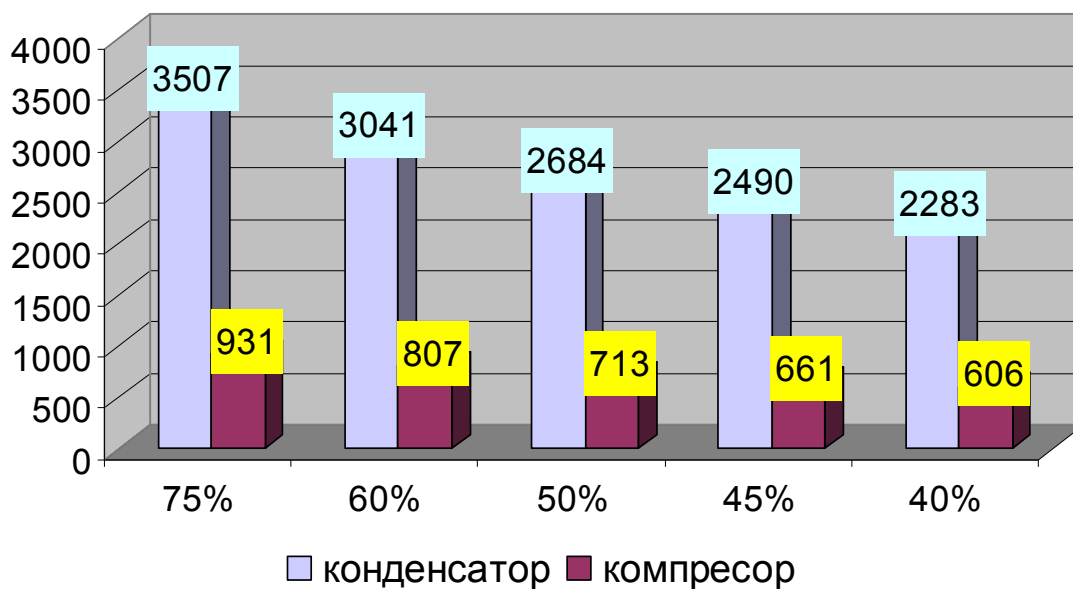


Рис. 3.39 – Результати математичного моделювання роботи КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату

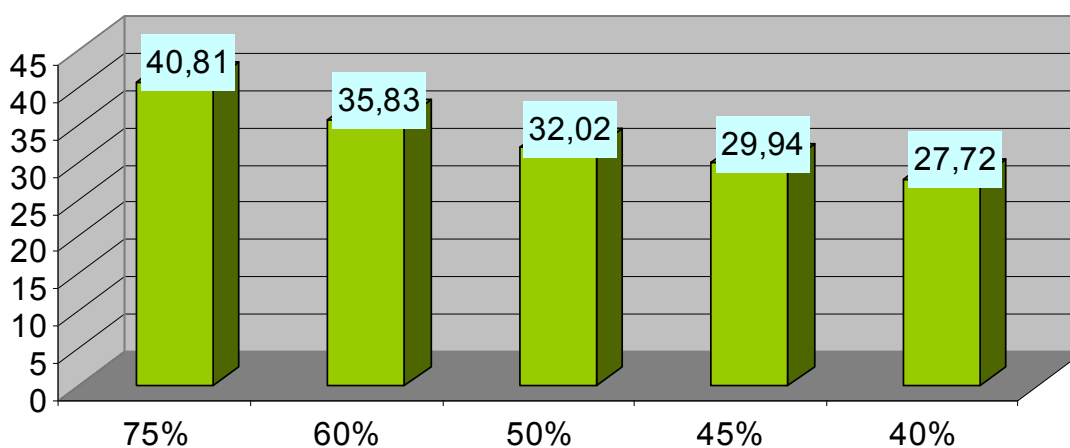


Рис. 3.40 – Результати математичного моделювання роботи КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату

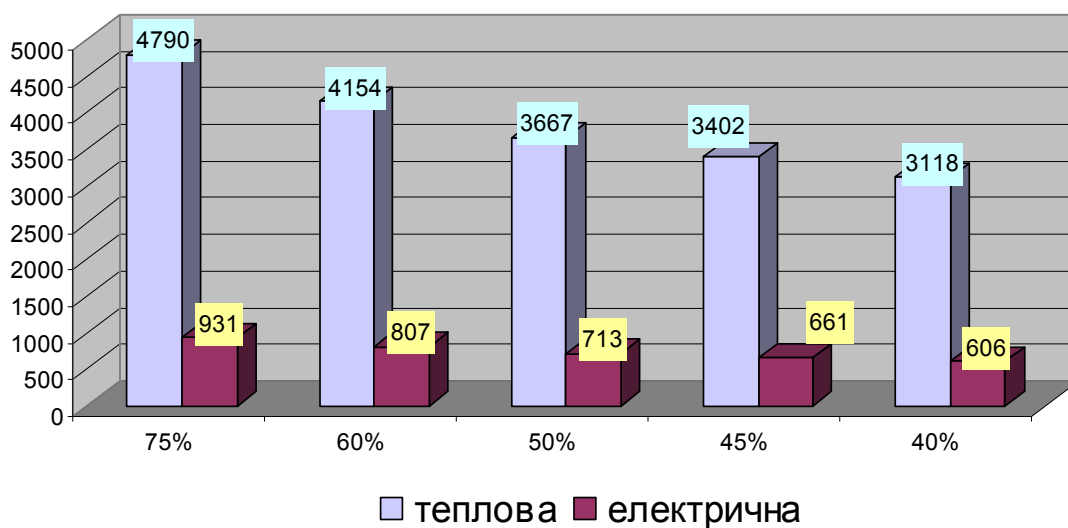


Рис. 3.41 – Результати математичного моделювання роботи КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату

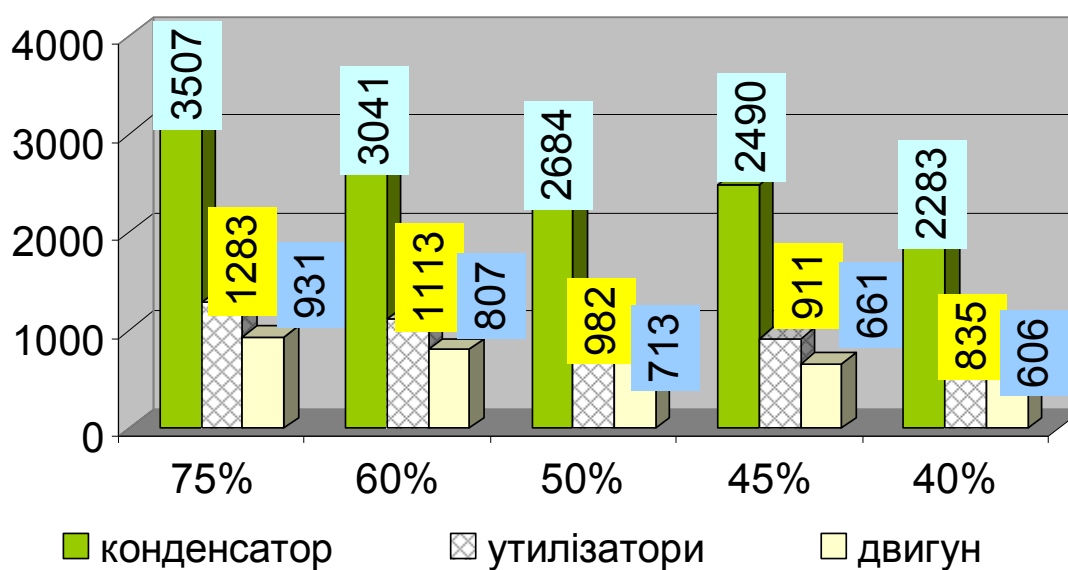


Рис. 3.42– Результати математичного моделювання роботи КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату

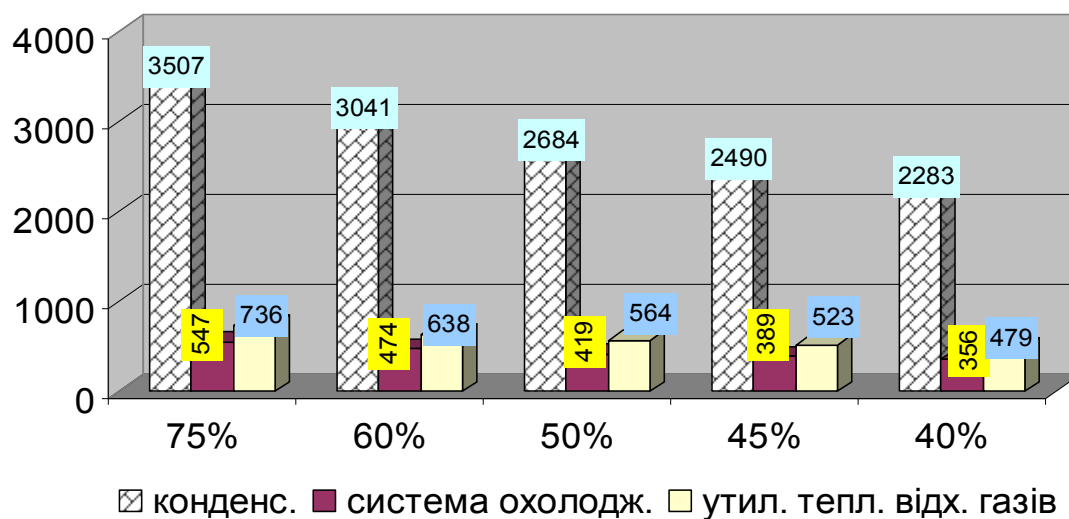


Рис. 3.43 – Результати математичного моделювання роботи КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату

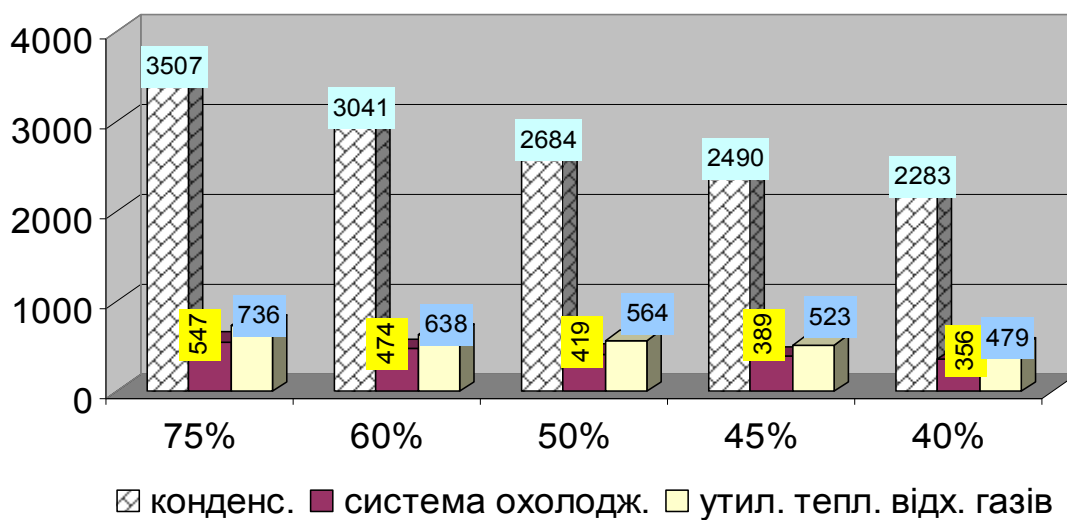


Рис. 3.44 – Результати математичного моделювання роботи КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату

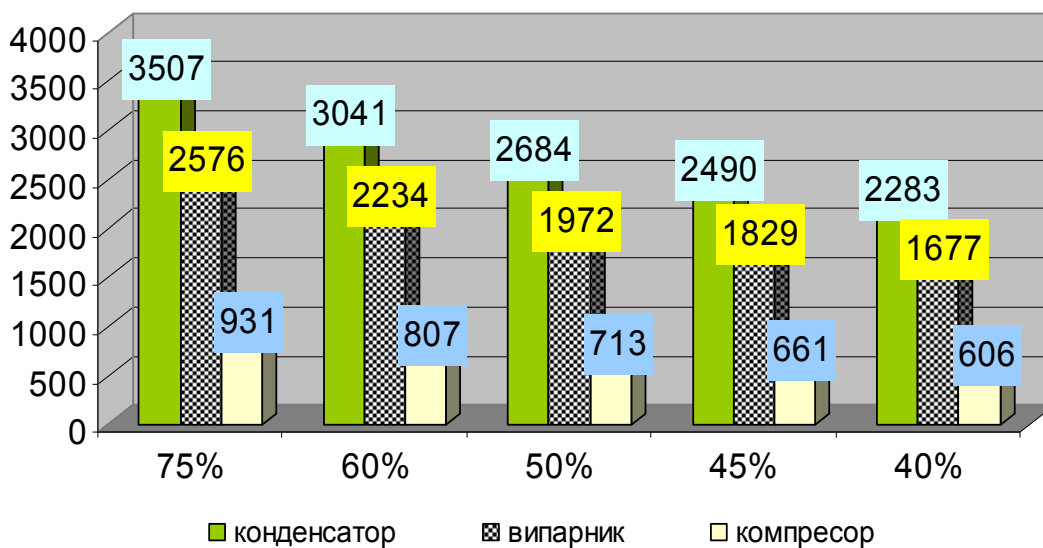


Рис. 3.45 – Результати математичного моделювання роботи КТНУ в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату

4 АНАЛІЗ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНІ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ КТНУ

4.1 Визначення капітальних вкладень на модернізацію котельні з КТНУ

Для розрахунку кошторисної вартості обладнання дотримувалися вимог ДСТУ Д 1.1.1 – 2013 „Правила визначення вартості будівництва” і використовували програму “АВК”.

Розділ складається з локального кошторису(таблиця Д.1 в додатку Д) і аналізу економічної ефективності застосування КТНУ в тепловій схемі котельні (таблиці 4.1 та 4.2).

Локальний кошторис на влаштування обладнання розрахований в цінах 2019 року на основі підібраних матеріалів та ресурсних елементних кошторисних норм, на основі поточних цін на матеріали та ресурси (таблиця Д.1).

Кошторисна вартість дорівнює $K = 19402,091$ тис. грн.

Кошторисна заробітна плата ЗП = 71,076 тис. грн.

Кошторисна трудомісткість $T = 3,251$ тис. люд -год

Вартість матеріалів, конструкцій, обладнання – Кобл=19271,644 тис. грн.

4.2 Техніко-економічні показники проекту

Розраховані за [105 - 107], техніко-економічні показники проекту представлені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Техніко-економічні показники проекту

Вихідні дані	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення
1	2	3	4	5
Капіталовкладення	$K_{\text{тну}}$	млн. грн		36,67
Річна витрата робочого палива в модернізованій схемі	$V_p^{\text{річ}}$	т /рік	$V_p^{\text{річ}} = (V_p^{\text{max}} \cdot \tau_{\text{max}} + V_p^{\text{сер.оп}} \cdot \tau_{\text{сер.оп}} + V_p^{\text{літ}} \cdot \tau_{\text{літ}}) \cdot 3,6$	18542,72
Витрати на поточний ремонт	$C_{\text{пр}}$	грн/рік	$C_{\text{пр}} = C_{\text{ам}} \cdot 0,2$	51338
Витрати електроенергії в модернізованій схемі	$N_{\text{річ}}$	кВт·год/рік	$N_{\text{річ}} = N_{\text{max}} \cdot \tau_{\text{max}} + N_{\text{сер.оп}} \times \tau_{\text{сер.оп}} + N_{\text{літ}} \cdot \tau_{\text{літ}}$	657720
Витрати на електроенергію в модернізованій схемі	$C_{\text{ел}}$	грн/рік	$C_{\text{ел}} = \Pi_e \times N_{\text{річ}}$	1400943
Амортизаційне відрахування в нове обладнання	$C_{\text{ам}}$	грн/рік	$C_{\text{ам}} = K_{\text{н.о}} \cdot H_a$	2566903
Затрати на заробітну плату	$C_{\text{з.п.}}$	грн/рік	$C_{\text{з.п.}} = N_{\text{пр}} \cdot \Phi_{\text{з.п.}}$	324552
Витрати на паливо в модернізованій схемі	$C_{\text{п}}$	грн/рік	$C_{\text{п}} = V_{\text{річна}} \cdot \Pi_{\text{пал}}$	78327307
Річна витрата води в мод. схемі	$G_{\text{води}}$	м ³ /рік	$G_{\text{води}} = (G_{\text{св}}^{\text{max}} \cdot \tau_{\text{max}} + G_{\text{св}}^{\text{сер.оп}} \times \tau_{\text{сер.оп}} + G_{\text{св}}^{\text{літ}} \cdot \tau_{\text{літ}}) \cdot \frac{3600}{\rho_{\text{в}}}$	119554
Витрати на воду в мод. схемі	$C_{\text{в}}$	грн/рік	$C_{\text{в}} = G_{\text{річна}} \cdot C_{\text{в}}$	1434648
Інші витрати після модернізації	$C_{\text{інші}}$	грн/рік	$C_{\text{інші}} = 0,06 \cdot (C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_{\text{в}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{з.п.}} + C_{\text{пр}})$	5046341
Експлуатаційні витрати після модернізації	$C_{\text{е}}$	грн/рік	$C_{\text{е}}^{\text{M}} = C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_{\text{в}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{з.п.}} + C_{\text{пр}} + C_{\text{інші}}$	89152035

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5
Зменшення експлуатаційних витрат	ΔC_e	грн/рік	$\Delta C_e = C_e + C_e^M$	9123080
Собівартість відпущеної теплоти до модернізації	$CB_{\text{негод.}}$	грн/ГДж	$CB_{\text{негод.}} = \frac{C_e}{Q_{\text{річне}}}$	336,768
Собівартість відпущеної теплоти після модернізації	$CB_{\text{год.}}$	грн/ГДж	$CB_{\text{год.}} = \frac{C_e}{Q_{\text{річне}}}$	305,5
Економічна ефективність	$E_{\text{ф}}$	грн/рік	$E_{\text{ф}} = (CB_{\text{негод.}} - CB_{\text{год.}}) \cdot Q_{\text{річ.}}$	9123080
Термін окупності	T	рік	$T = K/E_{\text{ф}}$	4,02

Визначено основні техніко-економічні показники. Термін окупності капіталовкладень становить 4,02 року, також зменшуються експлуатаційні витрати після модернізації на 9,12 млн. грн./рік.

Результати розрахунку економічної ефективності теплової схеми котельні з КТНУ, показані в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати розрахунку економічної ефективності теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниця вимірювання	Формула	Значення
1	2	3	4	5
Тривалість роботи котельні в рік	$t_{\text{річне}}$	год/рік	Задаємося	7560
Витрати палива в не модернізованій схемі в макс. період	V_p^{max}	кг/с	За попередніми розрахунками	0,9620
Річна витрата робочого палива в не модернізованій схемі	$V_p^{\text{річ}}$	т /рік	$V_p^{\text{річ}} = (V_p^{\text{max}} \cdot \tau_{\text{max}} + V_p^{\text{сер.оп}} \cdot \tau_{\text{сер.оп}} + V_p^{\text{літ}} \cdot \tau_{\text{літ}}) \cdot 3,6$	26182
Витрати палива в модернізованій схемі в макс. період	V_p^{max}	кг/с	За попередніми розрахунками	0,6813
Витрати палива в модернізованій схемі на двигун	$V_p^{\text{сер}}$	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,057
Теплота згорання палива	Q_H^p	МДж/т	З характеристики палива	15,4

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Річна витрата робочого палива в модернізованій схемі	$B_p^{річ}$	т /рік	$B_p^{річ} = (B_p^{max} \cdot \tau_{max} + B_p^{сер.оп} \cdot \tau_{сер.оп} + B_p^{літ} \cdot \tau_{літ}) \cdot 3,6$	18542,72
Річний відпуск теплоти	$Q_{річ}$	ГДж/рік	$Q_{річ} = (Q_{оп} \cdot \tau_{оп} + Q_{гвп} \cdot \tau_{гвп}) \cdot 3,$	291818,1
Капіталовкладення в ТНУ	$K_{ТНУ}$	грн.	$K = k \cdot Q_k \cdot n$	11045025
Капіталовкладення в ДВЗ	$K_{ДВЗ}$	грн.	–	7290000
Капіталовкладення в нове обладнання	$K_{н.о.}$	грн.	$K_{н.о.} = K_{ТНУ} + K_{ДВЗ}$	18335025
Капіталовкладення в нове обладнання з урахуванням витрат на монтаж	$K_{н.о.}^{монт.}$	грн.	$K_{н.о.}^{монт.} = K_{н.о.} \cdot 1,46$	36670050
Втрати електроенергії в не модернізованій схемі	$N_{річ}$	кВт·год/рік	$N_{річ} = N_{max} \cdot \tau_{max} + N_{сер.оп} \times \tau_{сер.оп} + N_{літ} \cdot \tau_{літ}$	657720
Ціна електроенергії	Ц_e	грн/(кВт·год)	Приймаємо	2,13
Заробітна плата працівника	$\Phi_{з.п.}$	грн./місяць	Приймаємо	6419

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Витрати на електроенергію в не модернізованій схемі	$C_{ел}$	грн/рік	$C_{ел} = \Pi_e \cdot N_{річ}$	1400943
Витрати електроенергії в модернізованій схемі	$N_{річ}$	кВт·год/рік	$N_{річ} = N_{max} \cdot \tau_{max} + N_{сер.оп} \times \tau_{сер.оп} + N_{літ} \cdot \tau_{літ}$	657720
Витрати на електроенергію в модернізованій схемі	$C_{ел}$	грн/рік	$C_{ел} = \Pi_e \times N_{річ}$	1400943
Амортизаційне відрахування в нове обладнання	$C_{ам}$	грн/рік	$C_{ам} = K_{н.о} \cdot H_a$	2566903
Витрати на поточний ремонт	$C_{пр}$	грн/рік	$C_{пр} = C_{ам} \cdot 0,2$	51338
Затрати на заробітну плату	$C_{з.п.}$	грн/рік	$C_{з.п.} = N_{пр} \cdot \Phi_{з.п.}$	324552
Ціна палива	$\Pi_{пал}$	грн/тис.м ³	Приймаємо	9670
Витрати на паливо в не модернізованій схемі	$C_{п}$	грн/рік	$C_{п} = V_{річна} \cdot \Pi_{пал}$	89552228
Витрати на паливо в модернізованій схемі	$C_{п}$	грн/рік	$C_{п} = V_{річна} \cdot \Pi_{пал}$	78327307

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Ціна води	C_B	грн/м ³	Приймаємо	12
Річна витрата води в існ. схемі	$G_{\text{води}}$	м ³ /рік	$G_{\text{води}} = (G_{\text{св}}^{\text{max}} \cdot \tau_{\text{max}} + G_{\text{св}}^{\text{сер.оп}} \times \tau_{\text{сер.оп}} + G_{\text{св}}^{\text{літ}} \cdot \tau_{\text{літ}}) \cdot \frac{3600}{\rho_B}$	119554
Витрати на воду в існ. схемі	C_B	грн/рік	$C_B = G_{\text{річна}} \cdot C_B$	1434648
Річна витрата води в мод. схемі	$G_{\text{води}}$	м ³ /рік	$G_{\text{води}} = (G_{\text{св}}^{\text{max}} \cdot \tau_{\text{max}} + G_{\text{св}}^{\text{сер.оп}} \times \tau_{\text{сер.оп}} + G_{\text{св}}^{\text{літ}} \cdot \tau_{\text{літ}}) \cdot \frac{3600}{\rho_B}$	119554
Витрати на воду в мод. схемі	C_B	грн/рік	$C_B = G_{\text{річна}} \cdot C_B$	1434648
Інші витрати до модернізації	$C_{\text{інші}}$	грн/рік	$C_{\text{інші}} = 0,06 \cdot (C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_B + C_{\text{з.п}})$	5562742
Інші витрати після модернізації	$C_{\text{інші}}$	грн/рік	$C_{\text{інші}} = 0,06 \cdot (C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_B + C_{\text{ам}} + C_{\text{з.п}} + C_{\text{пр}})$	5046341
Експлуатаційні витрати до модернізації	C_e	грн/рік	$C_e = C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_B + C_{\text{з.п}} + C_{\text{інші}}$	98275115
Експлуатаційні витрати після модернізації	C_e	грн/рік	$C_e^M = C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_B + C_{\text{ам}} + C_{\text{з.п}} + C_{\text{пр}} + C_{\text{інші}}$	89152035
Зменшення експлуатаційних витрат	ΔC_e	грн/рік	$\Delta C_e = C_e + C_e^M$	9123080

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Собівартість відпущеної теплоти до модернізації	$CB_{\text{негод.}}$	грн/ГДж	$CB_{\text{негод.}} = \frac{C_e}{Q_{\text{річне}}}$	336,768
Собівартість відпущеної теплоти після модернізації	$CB_{\text{год.}}$	грн/ГДж	$CB_{\text{год.}} = \frac{C_e}{Q_{\text{річне}}}$	305,5
Економічна ефективність	$E_{\text{ф}}$	грн/рік	$E_{\text{ф}} = (CB_{\text{негод.}} - CB_{\text{год.}}) \cdot Q_{\text{річ.}}$	9123080
Термін окупності	T	рік	$T = K/E_{\text{ф}}$	4,02

Визначено основні техніко-економічні показники. У випадку застосування КТНУ в тепловій схемі спостерігається зниження собівартості теплової енергії після модернізації теплової схеми.

Термін окупності капіталовкладень становить 4,02 року, також зменшуються експлуатаційні витрати після модернізації на 9,12 млн. грн./рік.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У магістерській роботі досліджується підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні ТОВ «ВОЖК» із застосуванням теплонасосних установок. ТОВ «ВОЖК» відноситься до підприємств з виробництва продовольчих товарів. В цехах передбачається створення належного температурного режиму, який забезпечує необхідні санітарно-гігієнічні норми праці і виробництва продовольчих товарів. Усі металеві неструмопровідні частини (корпуса електродвигунів, шаф, світильників, тощо), які можуть опинитися під напругою в наслідок пошкодження ізоляції, заземлюються шляхом приєднання до нульового проводу живлячої мережі.

Небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які за ГОСТ 12.0.003-74 впливають на оперативно-ремонтний персонал, який обслуговує обладнання котельні [108 - 111]:

фізичні:

- підвищена чи понижена температура повітря робочої зони;
 - рухомі машини і механізми, незахищені рухомі елементи виробничого обладнання;
 - підвищена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
 - недостатнє освітлення робочої зони;
 - недостатність природного освітлення;
 - небезпечний рівень напруги електричного кола, замикання якої може відбутися через тіло людини;
 - підвищений рівень шуму на робочому місці;
 - підвищений рівень вібрації;
 - підвищена вологість повітря;
- психофізіологічні небезпечних та шкідливих виробничих фактори:
- фізичні перевантаження (динамічні);
 - нервово - психічні перевантаження (монотонність праці).

Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Організація робочого місця оператора технологічного обладнання (котельні) має відповідати ергономічним вимогам ГОСТ 12.2.032. ССБТ. “Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования”, ДНАОП 0.00-1.31-99, ДСан ПіН 3.3.2.007-98, характеру та особливостям трудової діяльності.

Площа одного робочого місця оператора технологічного обладнання повинна складати не менше 6 м^2 , а об'єм – не менше 20 м^3 .

Конструкція робочого місця оператора технологічного обладнання повинна відповідати сучасним вимогам ергономіки, характеру виконуваної роботи і забезпечити оптимальне розміщення на робочій поверхні документів, рухомого пюпітра (тримача документів) та обладнання ПК (монітора, системного блоку, клавіатури, пристрою “миша”, принтера та інших периферійних пристроїв з урахуванням їх кількості та конструктивних особливостей (мал.6).

Монітор на робочому місці встановлюється так, щоб верхній край екрана знаходився на рівні очей.

Розташування монітора ПК має забезпечувати: безпечність роботи в цілому; зручність та ефективність зорової роботи з екраном в вертикальній площині під кутом $\pm 30^\circ$ від лінії зору, площа екрана при цьому має бути перпендикулярною нормальній лінії зору користувача.

Клавіатура розміщується на поверхні столу або висувній полиці на відстані 100-300мм від краю, ближчого до користувача. Кут нахилу клавіатури має бути в межах $5-15^\circ$. Поверхня клавіатури повинна бути матовою з коефіцієнтом відбиття 0,4. Клавiшi клавіатури мають бути зручними в роботі і м'якими при натисканні (хід всіх клавiш має бути однаковим з мінімальним опором натискання 0,25Н та максимальним – не більше 1,5Н).

Оптимальна робоча поза:

- ступні ніг – на підлозі або на підставці для ніг (застосування підставки є обов'язковим для тих, у кого ноги не дістають до підлоги, коли робоче сидіння знаходиться на висоті, потрібній для забезпечення оптимальної робочої пози);
- стегна – в горизонтальній площині;
- передпліччя – вертикально;
- лікті – під кутом $70-90^0$ до вертикальної площини;
- зап'ястя зігнуті під кутом не більше 20^0 відносно горизонтальної площини;
- нахил голови – $15-20^0$ відносно вертикальної площини.

Робочий стіл, крісло і інші елементи обладнання робочого місця повинні бути зручними для оператора технологічного обладнання. Так, наприклад, незручне крісло в якому сидять багато годин на день, може призвести до розвитку самих різних захворювань.

Глибина на рівні колін не менше 450, а на рівні витягнутої ноги – не менше 650.

Висота поверхні сидіння робочого крісла має регулюватися в межах 400-500 мм, а кут нахилу поверхні – від 15^0 вперед і до 5^0 назад.

При виконанні великого обсягу роботи кращим варіантом (для хребта) буде, якщо сидіння буде трошки нахилене вперед.

Кут нахилу спинки крісла повинен регулюватися в межах $0-30^0$ відносно вертикального положення. Відстань від спинки до переднього краю сидіння повинна регулюватися в межах 260-400 мм.

Для зниження статичного напруження м'язів рук доцільно застосовувати стаціонарні або знімні підлокітники, що регулюються по висоті над сидінням в межах 230 ± 30 мм та по відстані між підлокітниками в межах 350-500 мм.

Поверхня сидіння і спинки робочого крісла має бути напівм'якою з нековзким та повітронепроникним покриттям, що неелектризується та добре чиститься.

Підставка для ніг має бути регульованою по висоті в межах 150 мм, з кутом нахилу опорної поверхні в межах 20^0 . Її розміри: ширина – не менше 300мм, гли-

бина – не менше 400 мм. Підставка повинна мати не слизьку поверхню та бортик на передньому краї заввишки 10 мм.

Робоче місце оператора технологічного обладнання необхідно розташовувати відносно світлових прорізів (вікон) так, щоб природне світло падало збоку, переважно зліва.

Роботи пов'язані з обслуговуванням електрообладнання.

При роботі, яка зв'язана з доторканням до струмоведучих частин електродвигуна або до обертових частин електродвигуна, який приводить в рух механізм, необхідно зупинити електродвигун та на його пусковому пристрої або ключі керування повісити плакат "НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ".

При роботах за межами КРУ на відхідних ПЛ або КЛ на підключеному до них обладнанні візок з вимикачем необхідно викотити з шафи; верхню заслінку або дверці закрити на замок та вивісити плакати "НЕ ВМИКАТИ!" або "НЕ ВМИКАТИ! РОБОТА НА ЛІНІЇ".

При накладенні заземлювачів у шафах КРУ у випадку роботи на відходячих ПЛ необхідно враховувати наступні вимоги: ПЛ напругою вище 1000 В заземлюються в усіх РУ і у секційних комутаційних апаратах, де відключена лінія.

Якщо дозволяє конструктивне виконання апаратів та характер роботи, перераховані вище міри можуть бути замінені розшиновкою або від'єднанням кінців кабелю проводів від комутаційного апарату або обладнання, на якому повинна проводитись робота.

Розшиновку або від'єднання кабелю при підготовці робочого місця може виконати ремонтний робітник, який має третю групу. Під наглядом чергового або оперативно-ремонтного робітника. З найближчих до робочого міста струмоведучих частин до наступних доторканню повинна бути знята напруга або вони повинні бути огорожені.

Відключене положення комутаційних апаратів до 1000 В з недоступними для огляду контактами (автоматичні вимикачі, пакетні вимикачі, рубильники в закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності на їх затискачах або

на відходячих шинах, проводах або затискачах обладнання, яке відключається цими комутаційними апаратами.

В електроустановках до 1000 В при роботах на збірних шинах РУ, щитів, збірок напруга з шин повинна бути знята та шини (за винятком шин, які виконані ізольованим проводом) повинні бути заземлені. Необхідність та можливість встановлення на приєднання цих РУ, щитів, збірок та підключеного до них обладнання визначає працівник, який видає наряд (розпорядження).

Перед допуском до роботи на електродвигунах насосів, димососів та вентиляторів, якщо можливо обертання електродвигунів від з'єднаних з ними механізмів, повинні бути закриті та заперті на замок засувки цих механізмів, а також прийняті заходи для гальмування ротора електродвигунів.

Випробування електроприводів разом з виконуючим механізмом потрібно проводити з дозволу начальника зміни технологічного цеху, в якому вони встановлені.

При видачі робиться запис в оперативному журналі технологічного цеху, а отриманні цього дозволу - в оперативному журналі цеху (ділянки), який проводить випробування.

Ремонт і наладку електросхем електроприводів, не з'єднаних з виконуючим механізмом, регулюючих органів та запірної арматури, можна проводити по розпорядженню. Дозвіл на їх випробування дає працівник, який дав розпорядження на вивід електропривода в ремонт, наладку. Про це повинен бути зроблений запис при оформленні розпорядження.

При роботі на електродвигуні заземлення встановлюється на кабелі (з від'єднанням або без від'єднання його від електродвигуна) або на його приєднанні в РУ.

Вмикання електродвигуна для перевірки до повного закінчення роботи проводиться після виводу бригади з робочого місця.

Після випробування проводиться повторний допуск з оформленням в наряді. При виконанні роботи по розпорядженню на повторний допуск розпорядження дається заново.

Електробезпека

Живлення силового обладнання та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 x 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю у цехах підвищеної вологості. Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмопровідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;
- використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки;

- підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які

знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Для зручного і безпечного обслуговування котлів, повинні бути встановлені постійні площадки і сходи з перилами висотою не менше 0,9м з суцільною обшивкою низом не менше 100мм.

Перехідні площадки і сходи повинні мати перила з обох боків. Площадка довжиною 5м повинні мати не менше двох сходів, розміщених в протилежних кінцях. Проходи в котельні повинні мати вільну висоту не менше 2м.

Забороняється встановлення в одному приміщенні з котлами устаткування, що не має прямого відношення до обслуговування або ремонту котлів або до технології гарячої води.

Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

Мікроклімат

Параметри мікроклімату, що нормуються: температура ($t^{\circ}\text{C}$) і відносна вологість повітря (W, %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань ($\text{Вт}/\text{м}^2$).

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Пб) наведені в табл.5.1.

Таблиця 5.1 – Параметри мікроклімату відповідно до [88]

Період року	Категорія робіт	Допустима температура на робочих місцях, °C		Допустима відносна вологість на постійних та непостійних робочих місцях	Допустима швидкість руху кисню на постійних та непостійних робочих місцях, м/с
		Постійних	Непостійних		
Холодний	Середньої важкості Пб	15-21	13-23	75	не більш 0,4
Теплий	Середньої важкості Пб	16-27	15-29	70 при 25 °C	0,2-0,5

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату у приміщенні влаштовується припливно-витяжна вентиляція.

Склад повітря робочої зони

Котельня працює на природньому паливі. При згоранні газоподібного палива виділяються такі шкідливі речовини, як оксиди вуглецю, оксиди азоту, сірчистий ангідрид та інші.

Інтенсивність теплового опромінювання працюючих від нагрівних поверхонь технологічного обладнання не повинна перевищувати 100 Вт/м² – при випромінюванні не більше 25 % поверхні тіла.

З метою профілактики теплових травм температура зовнішніх поверхонь технологічного обладнання не повинна перевищувати 45 °C.

Концентрація шкідливих речовин у повітрі робочої зони котельні не повинна перевищувати ГДК, згідно із ГОСТ 12.1.005-88. В таблиці 5.2 наведено ГДК шкідливих речовин, що є забруднювачами повітря робочої зони котельні.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери (ГДК)

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Азоту двоокис NO ₂	0,085	0,085	2
Ангідрид сірчаний SO ₂	0,5	0,05	3
Вуглець (окис CO)	3	1	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони у приміщенні влаштовується припливно-витяжна вентиляція.

Освітлення робочої зони

Приміщення котельні санаторію повинно бути забезпечене природнім освітленням, а в нічний час – електричним освітленням.

Місця, які з технічних причин не можна забезпечити природнім освітленням, повинні мати електричне освітлення. Освітленість повинна відповідати ДБН В.2.5-28-2006 “Природне та штучне освітлення”.

Крім робочого освітлення в котельнях повинно бути аварійне електричне освітлення.

Робоче і аварійне освітлення, електричне устаткування і його заземлення повинні відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок.

Характеристика зорової роботи – загальні спостереження за проведенням виробничого процесу (постійне).

Природне освітлення нормується коефіцієнтом природного освітлення – КПО або e :

$$E = E_{\text{вн}} / E_{\text{зов}} \cdot 100\%, \quad (5.1)$$

де $E_{\text{вн}}$ – внутрішня природна освітленість у приміщенні в місці, що розглядається, лк;

$E_{\text{зов}}$ – зовнішня природна освітленість дифузним світлом всього небосхилу, виміряна одночасно з $E_{\text{вн}}$, лк.

Нормоване значення коефіцієнта природної освітленості визначається за формулою:

$$e_N = e_H \cdot m_N \quad (5.2)$$

де e_N – значення КПО;

m_N – коефіцієнт теплового клімату;

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

$$e_N = 2 \cdot 0,9 = 1,8\%$$

Оператори котельні ведуть постійний нагляд за ходом технологічного процесу, слідкують за показаннями приладів. Характеристика зорової роботи персоналу – середньої точності. Контраст об'єкту розпізнавання з фоном – середній, фон – світлий. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, розряд зорової роботи VI, підрозряд «Г». При штучному загальному освітлені освітленість – 150 лк, при комбінованому освітлені – освітленість – 300 лк.

В котельній природне освітлення верхнє і бокове. Штучне освітлення машинного залу загальне і здійснюється за допомогою газорозрядних ламп.

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, люмінесцентні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи не-

обхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

Світильники з люмінесцентними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

Підлягають обов'язковому обладнанню аварійним освітленням наступні місця:

- а) фронт котлів, а також приходи між котлами, позаду котлів і над котлами;
- б) щити та пульти управління;
- в) водовказівні і вимірювальні прилади;
- г) зольні приміщення;
- д) вентиляторні площадки;
- е) димососні площадки;
- ж) приміщення для баків та деаераторів;
- з) устаткування водопідготовки;
- і) площадки і драбини котлів;
- к) насосні приміщення;

Правильна експлуатація установок природного і штучного освітлення грає важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне освітлення.

Експлуатація електричних пристроїв включає:

- регулярне очищення віконних проїм будівель від забруднень;
- своєчасну заміну перегорілих ламп і контроль за рівнем напруги в освітлювальній мережі;
- реалізацію заходів, що сприяють зменшенню забруднення скла, як, наприклад, покриття скла спеціальними прозорими плівками, що легко видаляються при очищенні тощо;

- підвищення загального рівня культури експлуатації будівель, що забезпечує чистоту повітря у приміщенні і відсутність викиду в атмосферу пилу, а також регулярне фарбування та побілку.

Очищення скла у приміщеннях, де ведуться роботи з незначними виділеннями пилу, провадяться не рідше одного разу в рік, а побілка стелі і стін приміщень не рідше одного разу в три роки.

Очистку світильників рекомендується проводити не рідше двох разів на місяць. Ця робота може бути доручена тільки електрикам і повинна провадитися при відключеній напрузі в електромережі.

Виробничий шум

Джерелом шуму в приміщенні котельні санаторію, де знаходяться когенерційно-теплоснабжувальні установки, є шум від двигунів і вентиляторів, димососів.

В таблиці 5.3 наведено допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочому місці

Таблиця 4.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку на робочому місці.

Робоче місце	Рівні звуку тиску, в дБ в октавних полосах з середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Діючий рівень звуку в приміщенні становить 76 – 78 (А), що знаходиться в межах норми.

Захист від шуму повинен досягатись розробкою шумобезпечної техніки застосуванням засобів індивідуального захисту, а також будівельно-акустичними методами.

Основні технічні міри по зменшенню шуму:

- правильність проектування масивних фундаментів під віброактивне обладнання (дробилки, сепаратори, нагнітачі) з урахуванням динамічних навантажень;
- ізоляція фундаментів під віброактивне обладнання від несучих конструкцій та інженерних комунікацій;
- застосування віброзатримуючих гнучких вставок на вихлопі з нагнітачів;
- застосування вібропоглинаючого резинового покриття;
- звукоізоляція шумних машин кожухами.

Виробничі вібрації

Джерелом вібрації в першу чергу є насоси, вентиляційні установки, котли для спалювання газу, ГПД. Від працюючого устаткування, системи вентиляції на працюючих може діяти негативний виробничий фактор - вібрація.

Систематичний вплив вібрації призводить до різноманітних порушень здоров'я і може стати причиною погіршення здоров'я. Вона впливає на нервову систему, серце, вестибулярний апарат, може порушити обмін речовин, сон людини і т.д.

Загальна вібрація на виробничій дільниці по джерелу виникнення відноситься до категорії третього типу «а» - технологічна, критерій оцінки - межа зниження продуктивності праці. Ця вібрація діє на операторів стаціонарних машин і обладнання або передається на робочі місця, де немає джерела вібрації.

Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях приведені в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні полоси з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3^*}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2,8}{115}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$

* В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, $\text{м/с} \cdot 10^{-2}$, в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами боротьби з вібрацією устаткування є зниження вібрації впливом на джерело збудження, відхилення від режиму резонансу, динамічне гасіння коливань. Для зменшення вібрації обладнання встановлюється на гумові віброізолятори.

Існують наступні методи боротьби з вібрацією:

- віброізоляційний захист (зменшення передачі вібрації від джерела збудження за допомогою віброізоляторів);
- віброгасіння (зменшення рівня вібрації від джерела збудження за допомогою введення в систему додаткових реактивних опорів);
- вібропоглинання (застосовується для зменшення вібрації кожухів, коливання яких виникає в резонансовому режимі).

Вентилятори з електроприводом установлені поза будівлями на масивні фундаменти.

Психофізіологічні фактори

а) класи умов праці за показниками важкості праці:

Загальні енергозатрати організму (кГ/м):

Зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кГ/(Вт);

При регіональному навантаженні(для чоловіків) - 12 000(40);

При загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) - 40 000(80);

Маса вантажу. Що постійно підіймається – до 25.

Стереотипні робочі рухи:

При локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)
- до 60 000;

При регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до30 000;

Статичне навантаження (кГ/с):

Двома руками (чоловіки) – до 70 000;

За участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000.

Робоча поза:

Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) до 25% часу зміни

Нахил тулуба:

Вимушені нахили протягом зміни – 150 разів;

Переміщення у просторі(переходи задля технологічного процесу) – більше 12

б) Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження:

Зміст роботи - рішення складних завдань з вибором за алгоритмом;

Сприймання інформації та їх оцінка - сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій;

Розподіл функцій за ступенем складності завдання - обробка, контроль, перевірка завдання.

Сенсорні навантаження:

Зосередження (%за зміну) - до 50;

Щільність сигналів (звукові за 1 год) - до 150;

Навантаження на слуховий аналізатор (%) – розбірливість слів та сигналів від 50 до 80;

Навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження:

Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності - є відповідальним за функціональну якість основної роботи; Ступінь ризику для власного життя – вірогідний;

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці:

Тривалість робочого дня - більше 8 год;

Змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

Безпека в надзвичайних ситуаціях.

Розрахунок надмірного тиску вибуху пилоповітряної суміші

В котельні підприємства використовуються котли марки Е-16-3,9-360Д, що працюють на біологічному паливі, одним з видів якого є соняшникова лузга.

Надлишковий тиск вибуху пилоповітряної суміші ΔP , кПа, розраховують за формулою:

$$\Delta P = \frac{m \cdot H_T \cdot P_o \cdot Z}{V_{\text{вільн}} \cdot \rho_{\text{п}} \cdot C_p \cdot T_o} \cdot \frac{1}{K_n},$$

де коефіцієнт Z участі пилу у завислому стані (аерозоль) у вибуху розраховується за формулою:

$$Z = 0,5 \cdot F,$$

де F – масова частка частинок пилу розміром менше критичного. З перевищенням критичного розміру частинок пилу аерозоль стає вибухобезпечним. Приймаємо $Z = 0,5$.

H_T – теплота згоряння лузги соняшника, $H_T = 15500$ кДж/кг.

P_o – початковий тиск, кПа (допускається приймати таким, що дорівнює 101 кПа).

C_p – теплоємність повітря, $C_p = 1,01 \cdot 10^3$ Дж·кг⁻¹·К⁻¹.

T_o – початкова температура повітря, К.

Розрахункову масу пилу, що знаходиться у стані аерозолі в об'ємі приміщення в результаті аварійної ситуації, m , кг, визначаємо за формулою:

$$m = m_{зг} + m_{ав},$$

де $m_{зг}$ – розрахункова маса частини відкладеного у приміщенні пилу, що перейшла у стан аерозолі, кг;

$m_{ав}$ – розрахункова маса пилу, що надійшла до приміщення в результаті аварійної ситуації з апаратів та технологічного обладнання, кг.

Розрахункову масу пилу, що перейшов у стан аерозолі, $m_{зг}$ визначаємо за формулою:

$$m_{зг} = K_{зг} \cdot m_n,$$

де $K_{зг}$ – частка пилу, що відклався у приміщенні, яка здатна перейти у стан аерозолі в результаті аварійної ситуації. Приймаємо $K_{зг} = 0,9$;

m_n – маса пилу, що відклалась у приміщенні до моменту аварії.

$$m_n = 3600(\gamma_{п.д.} \cdot F_d \cdot n_d + \gamma_{п.в.} \cdot F_v \cdot n_v)(1 - K_{пр})K_r \cdot t_p,$$

де F_d, F_v – площа доступної та важкодоступної поверхні при прибиранні пилу відповідно(за завданням $F_d=350$ м²);

t_p – тривалість одного циклу пиловиділення (зміни), $t_p = 24$ год;

n_d, n_v – кількість циклів роботи обладнання між поточними на доступних та генеральними прибираннями на важкодоступних поверхнях відповідно;

$K_{пр}$ – коефіцієнт ефективності пилоприбирання;

K_r – частка горючого пилу в загальній масі відкладень, $K_r = 0,9$;

$\gamma_{п.д.}, \gamma_{п.в.}$ – інтенсивність відкладення пилу на доступних та важкодоступних поверхнях відповідно, $\gamma_{п.д.} = 2,06 \cdot 10^{-6}$ кг/с·м²(за завданням).

Технологічний процес по завантаженню та розвантаженню палива ручний, видалення пилу виконується тільки вручну, тому в розрахунку приймаємо, що вся площа накопичення пилу (робоча поверхня сушарки та навколишній простір) є доступною з ефективністю пилоприбирання $K_{пп} = 0,6$.

$$m_{п} = 3600(2,06 \cdot 10^{-6} \cdot 350 \cdot 1)(1 - 0,6)0,9 \cdot 24 = 22,42 \text{ (кг)}.$$

Отже, розрахункова масу пилу, що перейшов у стан аерозолі, становить:

$$m_{зв} = 0,9 \cdot 22,42 = 20,2 \text{ (кг)}.$$

Розрахункову масу пилу, що потрапила до приміщення з апарата в результаті аварійної ситуації, $m_{ав}$, визначаємо за формулою:

$$m_{ав} = (m_{ап} + q \cdot \tau) \cdot K_{п},$$

де $m_{ап}$ – маса горючого пилу, що викидається до приміщення з апарата (5% максимальної кількості палива в топці), $m_{ап} = 40$ кг(за завданням);

q – витрата, з якою продовжують надходити пилоподібні речовини до аварійного апарата по трубопроводах до моменту їх перекривання, $q = 0,5$ кг·с⁻¹ (за завданням);

τ – час перекривання, $\tau = 15$ с;

$K_{п}$ – коефіцієнт пилення, для пилу з дисперсністю менше ніж 350 мкм приймаємо $K_{п} = 1,0$.

$$m_{ав} = (40 + 0,5 \cdot 15) \cdot 1 = 40,75 \text{ (кг)}.$$

Отже, розрахункова масу пилу, що знаходиться у стані аерозолі складає:

$$m = 40,75 + 20,2 = 60,95 \text{ (кг)}.$$

Розрахуємо вільний об'єм приміщення (розміри приміщення за завданням):

$$V_{в} = 25 \times 15 \times 20 \times 0,75 = 5625 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Розрахуємо густину повітря при температурі 20° С до вибуху:

$$\rho_v = \frac{352}{t_n + 273} = \frac{352}{23 + 273} = 1,18 \text{ (кг/м}^3\text{)}.$$

Розрахуємо надлишковий тиск вибуху:

$$\Delta P = \frac{m \cdot H_T \cdot P_o \cdot Z}{V_{\text{вільн}} \cdot \rho_n \cdot C_p \cdot T_o} \cdot \frac{1}{K_n} = \frac{40,75 \cdot 15500 \cdot 101 \cdot 0,5}{5625 \cdot 1,18 \cdot 1,01 \cdot (23 + 273)} \cdot \frac{1}{3} = 5,4 \text{ (кПа)}.$$

Отже, в технологічному процесі обертається вибухопожежо-небезпечний пил, який при виникненні аварії може вибухнути, створивши надлишковий тиск більше 5 кПа. Вибух такої потужності може призвести до руйнування легких та незначного руйнування капітальних конструкцій.

Заходи запобігання вибухів пилу

Технічні заходи щодо попередження вибухів і пожеж і захисту персоналу та матеріальних цінностей від небезпечних і шкідливих факторів вибуху і пожежі досить різноманітні і специфічні для різних технологічних процесів.

В першу чергу для всіх вибухонебезпечних виробництв, складів і т.п., що мають у своєму складі вибухові речовини, пред'являються вимоги до території для їх розміщення, які вибираються по можливості в незаселених або малозаселених районах.

Для протипожежного захисту застосовуються автоматичні системи захисту, метою яких є: сигналізація і оповіщення про аварійні ситуації виробничого процесу; виведення з перед аварійного стану потенційно небезпечних технологічних процесів при порушенні регламентних параметрів (температури, тиску, складу, швидкості); виявлення загазованості виробничих приміщень та автоматичного включення пристроїв, що попереджають про утворення суміші газів і парів з повітрям вибухонебезпечних концентрацій.

Джерелами аварій можуть бути припинення подачі електроенергії, зниження подачі пари і води в трубопроводах, у результаті чого порушується технологічний режим і створюються надзвичайно небезпечні аварійні ситуації. У зв'язку з цим вживаються заходи по надійному забезпеченню енергопостачання обладнан-

ня, удосконалення технологічних засобів, що забезпечують його безпечну зупинку і наступний пуск.

Неодмінною умовою надійної безаварійної роботи будь-якого виробництва є висока професійна підготовленість штатного персоналу, а також спеціальних аварійних бригад, які здійснюють ремонт, нагляд та ліквідацію аварій.

Вибуху великих обсягів пилоповітряних сумішей, як правило, передують невеликі місцеві удари і локальні вибухи всередині обладнання і апаратури. При цьому виникають слабкі ударні хвилі, струшуючі і піднімаючі у повітря великі маси пилу, що накопичилися на поверхні підлоги, стін і обладнання. Щоб виключити вибух пилоповітряних сумішей, необхідно не допускати значних скупчень пилу. Це досягається: поліпшенням технології виробництва, підвищенням надійності обладнання, правильним розрахунком і монтажем вентиляційних пиłosосних установок.

Ініціатором практично всіх вибухів пилоповітряних сумішей є іскровий розряд, тому там, де можливе утворення цих сумішей, необхідно забезпечувати надійний захист від статичної електрики, передбачати заходи проти іскріння електроприладів та іншого обладнання.

Висновок . У випадку аварії, що може бути спричинена вибухом пилоповітряної суміші, надмірний тиск ударної хвилі буде достатнім для слабкого руйнування котельні, тому в котельні необхідно:

- забезпечити дотримання норм експлуатації обладнання;
- забезпечити дотримання всіх норм пожежної безпеки;
- встановити додаткові системи запобігання витоку газу з трубопроводів;
- робоче місце оператора розмістити за межами зони поширення полум'я;
- спроектувати конструкцію будівлі так щоб надмірний тиск ударної хвилі компенсувався за рахунок руйнування даху та віконних прорізів;
- запобігти розміщення в зоні поширення полум'я речовин, що можуть спалахнути за розрахованої інтенсивності теплового випромінювання;
- забезпечити виконання всіх внутрішніх норм і інструкцій безпеки.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуті питання з підвищення ефективності енерговикористання для теплової схеми котельні олійножирового комбінату з використанням когенераційно-теплонасосних установок, визначення енергоефективних та економічно обґрунтованих режимів роботи, оцінка обсягів економії коштів та енергоресурсів у разі застосування КТНУ в тепловій схемі.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведені дослідження з підвищення енергоекономічної ефективності теплової схеми котельні олійножирового комбінату із використанням КТНУ. Досліджено засоби з підвищення енергоекономічної ефективності у разі використання КТНУ. Досліджено та оцінено вплив змінних режимів роботи теплової схеми котельні з КТНУ на показники енергоекономічної ефективності. Проведено дослідження, визначено енергоефективні та економічно доцільні режими та умови застосування КТНУ теплової схемі котельні. Розроблено рекомендації із підвищення енергоекономічної ефективності у разі застосування в схемі КТНУ.

Методом числового експерименту визначено енергетичну та економічну ефективність теплової схеми котельні з КТНУ. Енергоефективні та економічно обґрунтовані режими роботи теплової схеми котельні з КТНУ визначалися з використанням спеціалізованих програм SOLKANE SoftWare 8.0 та CoolPack1.5, адекватність результатів яких підтверджено характеристиками обладнання за даними фірм-виробників та точністю матеріальних та енергетичних балансів.

В магістерській роботі проведено апробацію методу оцінювання енергоекономічної ефективності теплових схем з КТНУ на основі показників енергоекономічної ефективності, що здійснено для визначення режимів енергоефективної та енергоекономічної експлуатації теплової схеми з КТНУ. Дістали подальший розвиток методи прогнозування умов енергоекономічно ефективною інтеграції КТНУ в промислову теплоенергетику України в частині визначення оптимальних енергоекономічних умов застосування КТНУ в теплових схемах. Встановлено енергоекономічний ефект у разі застосування КТНУ.

Практичні рекомендації по застосуванню КТНУ в тепловій схемі котельні містять: оцінку ефективності варіантів застосування КТНУ в тепловій схемі котельні з обґрунтуванням вибору енергоефективних та економічно обґрунтованих умов застосування КТНУ в тепловій схемі котельні, розробку технології монтажу і автоматизації обладнання для обраного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні.

За результатами розрахунків підібрано обладнання для обраного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні. Для приводу КТНУ вибрано газопоршневий двигун-генератор марки 11ГД100М з номінальною потужністю електрогенератора 1000 кВт виробництва ДП «Завод ім. В. О. Малишева» (Україна). Вибрано два теплових насоси виробництва ЗАТ «Енергія»: марки НТ-3000 та марки НТ-500. Для утилізації теплоти відхідних газів котла встановлюємо КТАН-утилізатор марки КТАН-2,3УГ з теплопродуктивністю 0,3-3 МВт

Для обраного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні будуть забезпечені енерго- та економічно ефективні змінні режими роботи схеми з КТНУ з використанням низькотемпературної теплоти промислового джерела: економія палива котельнею з КТНУ становитиме 29,94%.

У разі застосування цього варіанту КТНУ в тепловій схемі котельні буде забезпечено економію коштів. Спостерігається зниження собівартості після модернізації теплової схеми з КТНУ, термін окупності становить 4,02 роки, також зменшують експлуатаційні витрати після модернізації на 9,123 млн.грн./рік.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Остапенко О. П. Аналіз ефективності системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату/ О. П. Остапенко, А. Д. Волошин // Актуальні проблеми сучасної енергетики: Матеріали Третьої Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів і молодих вчених (23 – 25 травня 2018 р., Херсон). – Херсон: Херсонський національний технічний університет, 2018. – С. 51-53.

2. Остапенко О. П. Техніко-економічне обґрунтування застосування енергоефективної системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосною установкою в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату / О. П. Остапенко, А. Д. Волошин // Збірник наукових матеріалів XXI Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Літні наукові дискусії» (15 червня 2018 р., м. Вінниця). – Вінниця, 2018. – Частина 2. – Технічні науки. – С. 36 – 42.

3. Остапенко О. П. Енергоефективна система енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками в тепловій схемі котельні олійно-жирового комбінату / О. П. Остапенко, А. Д. Волошин // Збірник доповідей VII Всеукраїнської науково-практичної конференції «Ефективні процеси та обладнання хімічних виробництв та пакувальної техніки». – К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – С. 33.

4. Остапенко О. П. Енергоефективні системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками в теплових схемах промислово-опалювальних котельних / О. П. Остапенко, І. Г. Войцех, А. Д. Волошин // Наукове видання матеріалів регіональної науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих науковців «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (2 січня – 6 червня 2018 р., Вінниця). – Вінниця : ВНТУ, 2018. – С. 160 – 163.

5. Остапенко О. П. Показники енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок та пікових

джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, А. Д. Волошин // Електронне наукове видання матеріалів XLVI науково-технічної конференції Вінницького національного технічного університету (22 – 24 березня 2017 р., Вінниця). – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-fbtegp/all-fbtegp-2017/paper/view/2875/2248>. (Дата звернення 20.12.19)

6. Остапенко О. П. Енергоекономічна ефективність систем енергозабезпечення з парокompресійними теплонасосними установками / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, А. Д. Волошин // Університетська наука-2017 : в 3 т. : тез. доп. міжнар. наук.-техн. конф. (Маріуполь, 18-19 травня 2017 р.). – Маріуполь: ПДТУ, 2017. – Т. 1. – С. 254–255.

7. Традиційні та нетрадиційні системи енергозабезпечення урбанізованих і промислових територій України : моногр. / Г. Г. Півняк, О. С. Бешта, М. М. Табаченко та ін.; під заг. ред. Г. Г. Півняка. – Д.: Національний гірничий університет, 2013. – 333 с.

8. Низькопотенційна енергетика : навчальний посібник / А. О. Редько та ін.; під ред. Академіка НАНУ А. А. Долинського. – Харків : ТОВ «Друкарня Мадрид», 2016. – 412 с.

9. Upscaling a district heating system based on biogas cogeneration and heat pumps / Richard P. et.al. // Energy, sustainability and society. –2015. – N. 5 (16). – Available at: <https://doi.org/10.1186/s13705-015-0044-x>. (Дата звернення 20.12.19)

10. Balancing fluctuating renewable energy generation using cogeneration and heat pump systems [Text] / Mueller S. et.al. // Energy technology. – 2014. – N. 2 (1). – P. 83-89.

11. Дударев С. І. Створення технологічної бази для впровадження ресурсозберігаючих технологій у теплоенергетиці / С. І. Дударев // Конгрес з енергоресурсозбереження. (3-6 червня 1997 р. Київ). – С.63 – 66.

12. Теплонасосна енергетика в екологізації паливно-енергетичного комплексу країни: перспективи розвитку та механізми управління : моногр. / О. М. Громова, О. Л. Гетьман, Т. Д. Маркова. – Одеса: ІПРЕЕД НАН України, 2013. – 194 с.

13. Енергетична стратегія України на період до 2030 року (Схвалена розпорядженням Кабінету міністрів України № 145-Р від 15 березня 2006 р.). Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/doccatalog>. (Дата звернення 20.12.19)

14. Традиційні та нетрадиційні системи енергозабезпечення урбанізованих і промислових територій України : моногр. / Г. Г. Півняк, О. С. Бешта, М. М. Табаченко та ін.; під заг. ред. Г. Г. Півняка. – Д.: Національний гірничий університет, 2013. – 333 с.

15. Низькопотенційна енергетика : навчальний посібник / А. О. Редько та ін.; під ред. Академіка НАНУ А. А. Долинського. – Харків : ТОВ «Друкарня Мадрид», 2016. – 412 с.

16. Антипов Є. О. Комбінована система енергозабезпечення споживачів з застосуванням традиційних і альтернативних джерел теплоти і акумуляторів енергії / Є. О. Антипов // Енергетика і автоматика. – 2015. – №1. – С. 72 – 81.

17. Шит М. Л. Комбинированная система централизованого теплоснабжения и горячего водоснабжения на базе ТЭЦ и квартальных тепловых насосов [Электронный ресурс] / М. Л. Шит, В. И. Бурчиу // Problemele energeticii regionale. – 2015. – №3(29). – Режим доступа к журн.: http://journal.ie.asm.md/assets/files/09_03_29_2015.pdf. (Дата звернення 20.12.19)

18. Постолатий В. М. Методика оценки эффективности когенерации электрической и тепловой энергии [Электронный ресурс] / В. М. Постолатий // Problemele energeticii regionale. – 2015. – №3(29). – Режим доступа к журн.: http://journal.ie.asm.md/assets/files/05_03_29_2015.pdf. (Дата звернення 20.12.19)

19. Муташеску В. Государственная поддержка продвижения когенерации при производстве электрической энергии в Румынии [Электронный ресурс] / В. Муташеску, А. Подашкэ, И. Оприш // Problemele energeticii regionale. – 2016. – №3(32). – Режим доступа к журн.: http://journal.ie.asm.md/assets/files/03_03_32_2016.pdf(Дата звернення 20.12.19)

20. Билека Б. Д. Экономичность когенерационных и комбинированных когенерационно-теплонасосных установок с газопоршневыми и газотурбинными

двигателями / Б. Д. Билека, Р. В. Сергиенко, В. Я. Кабков // *Авиационно-космическая техника и технология*. – 2010. – № 7 (74). – С. 25 – 29.

21. Перспективі розвитку ринка теплових насосов в Україні [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://www.nse.com.ua/ru/heat_pump_ukraine_2017.html. (Дата звернення 20.12.19).

22. Анализ перспектив использования тепловых насосов в Украине [Электронный ресурс] – Режим доступу: <http://www.insolar.com.ua/library/articles/analiz/> (Дата звернення 20.12.19).

23. Кулик М. М. Проблеми і перспективи розвитку теплонасосних технологій в Україні / М. М. Кулик., В. Д. Білодід // *Проблеми загальної енергетики*. – 2006. – №14. – С. 7–10.

24. Трубаев П. А. Тепловые насосы: учеб. пособие / П. А. Трубаев, Б. М. Гришко. – Белгород: Изд-во БГТУ им.В. Г. Шухова, 2009. – 142 с.

25. Билека Б. Д. Когенерационно-теплонасосные технологии в схемах горячего водоснабжения большой мощности / Б. Д. Билека, Л. К. Гаркуша // *Промышленная теплотехника*. – 2012. – Т. 34. – №4. – С. 52-57.

26. Сафьянц С. М. Исследование схемы источника теплоэлектроснабжения с регулированием нагрузок на базе использования тепловых насосов / С. М. Сафьянц, Н. В. Колесниченко, Т. Е. Веретенникова // *Промышленная теплотехника*. – 2011. – Т. 33. – № 3. – С. 79-85.

27. Ткаченко С. Й. Парокомпресійні теплонасосні установки в системах тепlopостачання. Монографія / С. Й. Ткаченко, О. П. Остапенко. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця. – 2009. – 176 с.

28. Ostapenko O. P. Scientific basis of evaluation energy efficiency of heat pump plants: monograph / O. P. Ostapenko. – Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2016. – 64 p.

29. Остапенко О. П. Високоєфективні системи енергозабезпечення з когенерційно-теплонасосними установками: енергетичний, економічний та екологічний аспекти ефективності / О. П. Остапенко // *Енергоефективність та енергозбережен-*

ня: економічний, технічний та агроекологічний аспекти: [колективна монографія]. – Полтава: ПП Астроя, 2019. – С. 526 – 530.

30. Ostapenko O. P. Study of energy-economic efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations, using the heat of the industrial and natural sources, in industry and municipal heat power branch of Ukraine / O. P. Ostapenko // Social and Legal Aspects of the Development of Civil Society Institutions: Collective Monograph. Part I. Warsaw: Institute of European Integration, Bmt Eridia Sp. z o. o., 2019, 536 p. – P. 292 – 308.

31. Преимущества и применение когенерации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.tedom.com/ru/preimuschestva-ispolzovanija-kogeneracii/> (Дата звернення 20.12.19).

32. Принцип когенерации. схема когенерационной установки [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.r-kompleks.ru/informaciya/gazoporshnevye-elektrostancii/printsip-kogeneratsii-skHEMA-kogeneratsionnoy-ustanovki/> (Дата звернення 20.12.19).

33. Принцип работы когенерационной установки [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://vchmotors.ru/node/301> (Дата звернення 20.12.19).

34. Когенерация и ее особенности в Украине [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.aeroterm.ua/kogeneratsiya-i-ee-osobennosti-v-ukraine/> (Дата звернення 20.12.19).

35. Когенерационные установки в системе теплофикации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-1/section-4/4-2/4-2-1> (Дата звернення 20.12.19).

36. Когенерационные станции [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://stock-generator.com.ua/cogeneracionnaya-stanciya/> (Дата звернення 20.12.19).

37. Ostapenko O. P. Analysis of energy, ecological and economic efficiency of steam compressor heat pump installations, as compared with alternative sources of heat supply, with accounting the concept of sustainable development / O. P. Ostapenko // Sustainable Development Under the Conditions of European Integration: Collective monograph / [editorial board Darko Bele, Lidija Weis, Nevenka Maher]. Part II. –

Ljubljana: VŠPV, Visoka šola za poslovne vede = Ljubljana School of Business, 2019, 458 p. – P. 312 – 329.

38. Остапенко О. П. Енергетична ефективність теплонасосних станцій з різними джерелами теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Шевченко, О. В. Бакум // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/381/379>. (Дата звернення 20.12.19).

39. Остапенко О. П. Енергоекологічна ефективність теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, І. О. Валігура, А. Д. Коваленко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/363/361>. (Дата звернення 20.12.19).

40. Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок і пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/462/460>. (Дата звернення 20.12.19).

41. Остапенко О. П. Методичні основи з оцінювання енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ. – 2017. – Т. 81. – Вип. 1. – С. 136 – 141.

42. Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок і пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/462/460> (Дата звернення 20.12.19).

43. Остапенко О. П. Енергетична ефективність парокомпресійних теплових насосів з електричним та когенераційним приводами [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. В. Лещенко, Р. О. Тіхоненко // Наукові праці ВНТУ. – 2014. –

№ 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/421/419>. (Дата звернення 20.12.19).

44. Остапенко О. П. Енергетичні переваги застосування парокомпресійних теплових насосів з електричним та когенераційним приводами [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. В. Лещенко, Р. О. Тіхоненко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/3976/5776>(Дата звернення 20.12.19).

45. Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. В. Лещенко, Р. О. Тіхоненко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/454/452>. (Дата звернення 20.12.19).

46. Остапенко О. П. Комплексна оцінка енергетичної ефективності парокомпресійних теплонасосних станцій з когенераційним приводом [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/2/2>. (Дата звернення 20.12.19).

47. Остапенко О. П. Енергетична ефективність теплонасосних станцій з різними джерелами теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Шевченко, О. В. Бакум // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/381/379>. (Дата звернення 20.12.19).

48. Енергоекологічна ефективність теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, І. О. Валігура, А. Д. Коваленко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/363/361>. (Дата звернення 20.12.19).

49. Остапенко О. П. Енергетична, екологічна та економічна ефективність парокомпресійних теплонасосних установок у порівнянні з альтернативними дже-

релами теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. М. Слободянюк // Наукові праці ВНТУ. – 2014. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/399/397>. (Дата звернення 20.12.19).

50. Ostapenko O. P. Spheres of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of large power and peak fuel-fired boilers / O. P. Ostapenko // Science and Education a New Dimension. Natural and Technical Sciences. – IV (12). – Issue 110. – 2016. – P. 64-67.

51. Ostapenko O. P. Spheres of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of large power and peak fuel-fired boilers [Electronic resource] / O. P. Ostapenko // Proceedings of the International Scientific and Professional Conference «Natural, Mathematical and Technical science – NaMa-Tech2016» (11th of December 2016, Budapest). – Available at: <http://scaspee.com/all-materials/-spheres-of-high-energy-efficiency-of-energy-supply-systems-with-cogeneration-heat-pump-installations-of-large-power-and-peak-fuel-fired-boilers-stapenko>. (Дата звернення 20.12.19).

52. Ostapenko O. P. Areas of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of small power and peak electric boilers in heat supply systems / O. P. Ostapenko // Science and Education a New Dimension. Natural and Technical Sciences. – V (13). – Issue 121. – 2017. – P. 77-80.

53. Ostapenko O. P. Areas of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of small power and peak electric boilers in heat supply systems [Electronic resource] / O. P. Ostapenko // Proceedings of the International Scientific and Professional Conference «Actual Problems of Science and Education APSE2017» (29th of January 2017, Budapest). – Available at: <http://scaspee.com/all-materials/areas-of-high-energy-efficiency-of-energy-supply-systems-with-cogeneration-heat-pump-installations-of-small-power-and-peak-electric-boilers-in-heat-supply-systems-stapenko>. (Дата звернення 20.12.19).

54. Ostapenko O. P. Areas of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of large power and peak fuel-fired boilers for

heat supply systems / O. P. Ostapenko // Science and Education a New Dimension. Natural and Technical Sciences. – V (14). – Issue 132. – 2017. – P. 70-74.

55. Остапенко О. П. Енергетичний, екологічний та економічний аспекти ефективності теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Бакум, А. В. Ющишина // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/371/369>. (Дата звернення 20.12.19).

56. Остапенко О. П. Енергоефективність систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти в системах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/472/470>. (Дата звернення 20.12.19).

57. Остапенко О. П. Области энергоефективной работы систем энергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/479/478>. (Дата звернення 20.12.19).

58. Остапенко О. П. Области энергоефективной работы систем энергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти в системах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 4. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/487/486>. (Дата звернення 20.12.19).

59. Ostapenko O. P. Economical aspects of the efficiency of usage of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of various power levels / Ostapenko O. P., Portnov V. M. // Proceedings of the International Scientific conference «Eastern European Studies: Economics, Education and Law» (June 7 – 8, 2018, Burgas Free University, Burgas), Burgas : Publishing House FLAT Ltd-Burgas, 2018. – Volume II. – P. 60 – 62.

60. Ostapenko, O. P., & Portnov, V. M. (2018). Analysis of energy-economic efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations in industry and municipal heat power branch of Ukraine. Imperatives of Civil Society Development in Promoting National Competitiveness: proceedings of the 1st International Scientific and Practical conference (volume I, pp. 111 – 113). – Batumi: Publishing House «Kalmosani».

61. Остапенко О. П. Дослідження енергоекономічної ефективності змінних режимів роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками з використанням теплоти промислових та природних джерел [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, П. Д. Форсюк // Наукові праці ВНТУ. – 2018. – № 2. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/549/533>. (Дата звернення 20.12.19).

62. Остапенко О. П. Варіантний аналіз енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками в тепловій схемі котельні санаторію / О. П. Остапенко, В. М. Портнов // Актуальні проблеми сучасної енергетики: Матеріали Третьої Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів і молодих вчених (23 – 25 травня 2018 р., Херсон). – Херсон: Херсонський національний технічний університет, 2018. – С. 48 – 50.

63. Остапенко О. П. Техніко-економічне обґрунтування застосування енергоефективної системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосною установкою в тепловій схемі котельні санаторію / О. П. Остапенко, В. М. Портнов // Збірник наукових матеріалів XX Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Інновації XXI століття» (25 травня 2018 р., м. Вінниця). – Вінниця, 2018. – Частина 7. – Технічні науки. – С. 59 – 65.

64. Остапенко О. П. Показники енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок та пікових джерел теплоти / О. П. Остапенко, І. Ю. Лебідь, В. М. Портнов, // Наукове видання матеріалів регіональної науково-практичної інтернет-конференції студентів,

аспірантів та молодих науковців «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (2 січня – 6 червня 2018 р., Вінниця). – Вінниця :ВНТУ, 2018. – С. 152 – 155.

65. Остапенко О. П. Енергоефективна система енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосною установкою в тепловій схемі котельні санаторію / О. П. Остапенко, В. М. Портнов // Збірник доповідей VII Всеукраїнської науково-практичної конференції «Ефективні процеси та обладнання хімічних виробництв та пакувальної техніки». – К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – С. 30 – 31.

66. Остапенко О. П. Показники енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок та пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, А. Д. Волошин // Електронне наукове видання матеріалів XLVI науково-технічної конференції Вінницького національного технічного університету (22 – 24 березня 2017 р., Вінниця). – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-fbtegp/all-fbtegp-2017/paper/view/2875/2248>. (Дата звернення 20.12.19)

67. Остапенко О. П. Система енергозабезпечення з теплонасосними установками для теплової схеми котельні санаторію / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, В. В. Немировський // Університетська наука-2018 : в 3 т. : тез. доп. міжнар. наук.-техн. конф. (Маріуполь, 23-24 травня 2018 р.). – Маріуполь: ПДТУ, 2018. – Т. 1. – С. 266–267.

68. Остапенко О. П. Оцінка ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками на теплоті вторинних енергоресурсів за умов змінних режимів роботи / О. П. Остапенко, Є. О. Павлович, М. І. Максимов, М. С. Дзюбанчук, В. М. Портнов // Збірник наукових матеріалів XVIII Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Перспективні напрями розвитку науки і техніки» (23 березня 2018 р., м. Вінниця). – Вінниця, 2018. – Частина 2. – Технічні науки. – С. 16 – 22.

69. Остапенко О. П. Аналіз енергоекономічної ефективності системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосною установкою на теплоті поверхневих вод / О. П. Остапенко, В. М. Портнов // Збірник доповідей VIII Всеукраїнської на-

уково-практичної конференції «Ефективні процеси та обладнання хімічних виробництв та пакувальної техніки». – К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – С. 25-27.

70. Остапенко О. П. Енергоекономічна ефективність систем енергозабезпечення з парокompресійними теплонасосними установками / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, А. Д. Волошин // Університетська наука-2017 : в 3 т. : тез. доп. міжнар. наук.-техн. конф. (Маріуполь, 18-19 травня 2017 р.). – Маріуполь: ПДТУ, 2017. – Т. 1. – С. 254–255.

71. Остапенко О. П. Енергоефективні системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та електричними котлами / О. П. Остапенко, Ю. В. Панчук, Є. О. Павлович // Актуальні проблеми сучасної енергетики: Матеріали Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів і молодих вчених (25-27 травня 2016 р., Херсон). – Херсон: Херсонський національний технічний університет, 2016. – С. 109-112.

72. Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та електричними котлами / О. П. Остапенко, Ю. В. Панчук, Є. О. Павлович // Університетська наука-2016 : в 4 т. : тез. доп. міжнар. наук.-техн. конф. (Маріуполь, 19-20 травня 2016 р.) / ПДТУ. – Маріуполь, 2016. – Т. 1. – С. 189-190.

73. Ткаченко С. Й. Розрахунки теплових схем і основи проектування джерел теплопостачання. Навч. посібник / С. Й. Ткаченко, М. М. Чепурний, Д. В. Степанов – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 137 с.

74. Остапенко О. П. Методичні основи з оцінювання енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ.– 2017. – Т. 81. – Вип. 1. – С. 136 – 141.

75. Остапенко О. П. Методичні основи з комплексного оцінювання енерго-еколого-економічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2017. – № 3. – Режим доступу до

журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/515/507>. (Дата звертання (Дата звернення 20.12.19)

76. Ostapenko O. P. Scientific basis of evaluation energy efficiency of heat pump plants: monograph / O. P. Ostapenko. – Saarbrücken, LAP LAMBERT Academic Publishing, 2016. – 62 p.

77. Остапенко О. П. Методичні основи комплексного оцінювання енергетичної ефективності парокompресійних теплонасосних станцій з електричним та когенераційним приводом / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ. – 2015. – Вип. 47. – Т. 2. – С. 157 – 162.

78. Газопоршневий двигун 11ГД100М [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://malyshevplant.com>. (Дата звернення 20.12.19).

79. Теплові насоси ЗАТ «Енергія» [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: http://energy1991.ru/?page_id=56. (Дата звернення 20.12.19).

80. Контактний утилізатор КТАН-2,3УГ [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://goct.info/Data1/41/41822/index.htm>. (Дата звернення 20.12.19).

81. Насоси GLONG [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.glong-motor.com/>. (Дата звернення 20.12.19).

82. Куценко О. С. Синтез автоматизованих систем управління теплоенергетичними установками / О. С. Куценко, С. В. Конохов. – Харків: НТУ «ХП», 2006.

83. Правила виконання робочої документації автоматизації технологічних процесів: ДСТУ Б.А.2.4-3-95. – [Чинний від 1995 -04-06 № 65]. – К.: Держкоммістобудування України, 1995. – 42 с.

84. Борисов, Г.Б. Анализ современных систем автоматизации котельных / Г.Б. Борисов // Теплоэнергетика. – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика». – 2010. – № 6. – С. 2–11.

85. Автоматизація технологічних процесів. Зображення умовні приладів і засобів автоматизації в схемах: ДСТУ Б А.2.4-16:2008. - [Чинний від 2008 -06-27 № 271]. – К.: Мінрегіонбуд України, 2009. – 14 с.

86.Липатников Г. А. Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики: Учебное пособие / Г. А. Липатников, М. С. Гузеев. – Владивосток: 2007. – 137 с.

87.Автоматизація котельні. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://ua.textreferat.com> (Дата звернення 20.12.19.)

88.Розрахунок регулюючого органу. [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://www.samson.de/pdf_in/t00040ru.pdf (Дата звернення 20.12.19)

89.Шибєрні засувки. Характеристики. [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://catalog.novatec.su/catalog/shibernye_zadvizhki/(Дата звернення 20.12.19)

90.Котельні: ДБН В.2.5-77:2014. [Чинні від 01.01.2015] – К.: Мінрегіон України, 2015. – 65 с.

91.Каталог будівельних машин і інструментів [Електронний ресурс] - Режим доступу до ресурсу: <http://powertools.co.nz>. (Дата звернення 20.12.19).

92. ДБН Д.2.4-15-2000. Збірник 15. Внутрішні сантехнічні роботи. – К.: Держстандарт України, 2000. – 106 с.

93.ДБН Д.2.3-7-99. Збірник 7. Компресорні установки, насоси і вентилятори. – К.: Держстандарт України, 2000. – 47 с.

94.ДБН Д.2.3-6-99. Збірник 6. Теплосилове обладнання. – К.: Держстандарт України, 2000. – 165 с.

95.ДБН Д.2.2-18-99. Збірник 18. Опалення – внутрішнє пристосування. – К.: Держстандарт України, 1999. – 28 с.

96.ДБН Д.2.2-16-99. Збірник 16. Внутрішні трубопроводи. – К.: Держстандарт України, 1999. – 48 с.

97.ДБН Д.2.3-12-99. Збірник 12. Технологічні трубопроводи. – К.: Держстандарт України, 2000. – 200 с.

98.ДБН Д.2.2-26-1999. Збірник 26. Теплоізоляційні роботи. – К.: Держстандарт України, 2000. – 51 с.

99.Технічні характеристики автомобілів [Електронний ресурс] - Режим доступу до ресурсу: <http://interdalnoboy.com/gruzoviki/> (Дата звернення 20.12.19).

100. Сайт фірми k-flex [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.k-flex.ua/index.php?hl=ru>. (Дата звернення 20.12.19)

101. Каталог кранів КС на спеціальному шасі [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: <http://www.techstory.ru>. (Дата звернення 20.12.19)

102. Каталог зварювальних апаратів KIND [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: <http://domsvarki.lg.ua>. (Дата звернення 20.12.19)

103. Програма SOLKANE SoftWare 8.0. – Режим доступу: <https://solkane-refrigerants.software.informer.com/8.0/> (Дата звернення 20.12.19).

104. Програма CoolPack1.5. – Режим доступу: <https://coolpack.software.informer.com/1.5/> (Дата звернення 20.12.19).

105. Остапенко О. П. Методичні основи з оцінювання енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ.– 2017. – Т. 81. – Вип. 1. – С. 136 – 141.

106. Остапенко О. П. Методичні основи з комплексного оцінювання енерго-еколого-економічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2017. – № 3. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/515/507>. (Дата звернення 20.12.19).

107. Остапенко О. П. Методичні основи комплексного оцінювання енергетичної ефективності парокompресійних теплонасосних станцій з електричним та когенераційним приводом / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ. – 2015. – Вип. 47. – Т. 2. – С. 157 – 162.

108. НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів».

109. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень: ДСН 3.3.6.042-99. – введ. 2009-12-01. – К., МОЗ України, 2009. – 12 с.

110. Природне і штучне освітлення: ДБН В.2.5-28-2006. – введ. 2006-05-15. – К.:Мінбуд України, 2006. – 78 с.

111. Санітарні норми виробничого шуму, інфразвуку та ультразвуку: ДСН 3.3.6-037-99. – введ. 2009-10-05. – К.: 2009. – 28 с.

ДОДАТКИ

Додаток А
(обов'язковий)

ЗАТВЕРДЖЕНО
Завідувач кафедри ТЕ

_____ С.Й.Ткаченко
“ _____ ” _____ 2019 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
до магістерської кваліфікаційної роботи
ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ
В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНОЇ ОЛІЙНОЖИРОВОГО КОМБІНАТУ ІЗ ЗА-
СТОСУВАННЯМ ТЕПЛОНАСОСНИХ УСТАНОВОК
за спеціальністю
144 – теплоенергетика
08-11.МКР.002.00.00.000 ТЗ

Керівник магістерської
кваліфікаційної роботи
_____ к.т.н. доц. Остапенко О. П.
“ _____ ” _____ 2019 р.

Розробив студент гр.ТЕ–18м
_____ Волошин А. Д.
“ _____ ” _____ 2019 р.

Вінниця 2019

1 Найменування і область використання продукції

Теплонасосна установка в тепловій схемі промислової котельні призначена для забезпечення технологічних потреб виробництва та для опалення цехів заводу.

Застосування ТНУ приводить до зменшення питомої витрати палива та дозволяє здійснити реконструкцію енергетики і розв'язати екологічні проблеми найбільш дешевим для економіки країни способом.

2 Основа для виконання робіт

Основою для виконання робіт є індивідуальне завдання на бакалаврську роботу, вихідні дані з підприємства, наказ ректора ВНТУ про затвердження теми МКР № 254 від 02. 10. 2019 р.

3 Мета та призначення розробки

Метою проектування є підвищення ефективності енерговикористання котельні підприємства з використанням КТНУ, визначення раціональної схеми застосування теплонасосної установки в тепловій схемі котельні для забезпечення теплових навантажень.

Аналіз і визначення показників роботи існуючої теплової схеми. Розробка варіантів застосування теплонасосної установки, яка включає в себе: техніко-економічне обґрунтування можливих проектних рішень; визначення на підставі багатоваріантного аналізу оптимального варіанту застосування теплонасосної установки; вибір основного і допоміжного обладнання теплонасосної установки.

4 Джерела розробки

Основою для розробки є індивідуальне завдання на бакалаврську роботу, дані багатьох літературних джерел та інші технічні матеріали про ефективність застосування теплонасосної установки на підприємствах муніципальної теплоенергетики.

1. Ostapenko O. P. Scientific basis of evaluation energy efficiency of heat pump plants: monograph [Text] / O. P. Ostapenko. – Saarbrücken, LAP LAMBERT Academic Publishing, 2016. – 64 p.

2. Остапенко О. П. Енергетична ефективність парокompресійних теплових насосів з електричним та когенераційним приводами [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. В. Лещенко, Р. О. Тіхоненко // Наукові праці ВНТУ. – 2014. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/421/419>. (Дата звертання 04.10.19).

3. Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. В. Лещенко, Р. О. Тіхоненко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/454/452>. (Дата звертання 04.10.19).

4. Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок і пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/462/460>. (Дата звертання 04.10.19).

5. Остапенко О. П. Енергетичні переваги застосування парокompресійних теплових насосів з електричним та когенераційним приводами [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. В. Лещенко, Р. О. Тіхоненко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/437/435>. (Дата звертання 04.10.19).

6. Остапенко О. П. Енергоефективність систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти в системах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/472/470>. (Дата звертання 04.10.19).

7. Остапенко О. П. Комплексна оцінка енергетичної ефективності парокompресійних теплонасосних станцій з когенераційним приводом [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/2/2>. (Дата звертання 04.10.19).

8. Остапенко О. П. Методичні основи з комплексного оцінювання енергоеколого-економічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2017. – № 3. – Режим доступу

до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/515/507>. (Дата звертання 04.10.19).

9. Остапенко О. П. Методичні основи з оцінювання енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти [Текст] / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ.– 2017. – Т. 81. – Вип. 1. – С. 136 – 141.

10. Остапенко О. П. Методичні основи комплексного оцінювання енергетичної ефективності парокompресійних теплонасосних станцій з електричним та когенераційним приводом [Текст] / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ. – 2015. – Вип. 47. – Т. 2. – С. 157 – 162.

11. Остапенко О. П. Області високої енергоефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками малої потужності та паливними котлами в системах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2017. – № 1. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/499/496>. (Дата звертання 20.10.19).

12. Остапенко О. П. Області енергоефективної роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/479/478>. (Дата звертання 04.10.19).

13. Остапенко О. П. Області енергоефективної роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти в системах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 4. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/487/486>. (Дата звертання 04.10.19).

14. Остапенко О. П. Показники енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок та пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, А. Д. Волошин // Електронне наукове видання матеріалів XLVI науково-технічної конференції Вінницького національного технічного університету (22 – 24 березня 2017 р., Вінниця). – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-fbtegp/all-fbtegp-2017/paper/view/2875/2248>. (Дата звертання 04.10.19).

15. Остапенко О. П. Холодильна техніка та технологія. Теплові насоси : навчальний посібник [Текст] / О. П. Остапенко. – Вінниця : ВНТУ, 2015. – 123 с.

5 Технічні вимоги

5.1 Тиск пари.....	3,9 МПа
5.2 Температура пари пари.....	360 °С
5.3 Тиск пари для промислових споживачів.....	1,1; 0,6 МПа
5.4 Температура живильної води.....	102 °С
5.5 Температура води після ХВО.....	5 °С
5.6 Частка власних потреб.....	0,05

6 Економічні показники

Створення об'єкту повинно вестись з малими витратами праці та з мінімальними затратами виробництва. Проаналізувати декілька варіантів застосування теплонасосної установки і вибрати оптимальний, на підставі техніко–економічних розрахунків, здійснити економічне обґрунтування доцільності застосування теплонасосної установки, за оптимальним варіантом, визначивши річні витрати палива, визначити економію палива. Проаналізувати техніко-економічні показники роботи теплонасосної установки в тепловій схемі котельні та визначити термін окупності капіталовкладень на будівництво установки.

7 Стадії та етапи розробки

7.1 Аналіз показників роботи існуючої схеми котельні.

7.2 Багатоваріантний аналіз можливих варіантів застосування теплонасосної установки та вибір оптимального.

7.3 Детальні технічні розрахунки оптимального варіанту застосування теплонасосної установки.

7.4 Обґрунтування вибору обладнання для теплонасосної установки.

7.5 Математичне та програмне забезпечення розрахунку теплової схеми з КТНУ.

7.6 Економічна ефективність застосування теплонасосної установки.

7.7 Охорона праці.

7.8 Висновки.

7.9 Розробка графічної документації.

Дата видачі завдання _____

Крайні терміни виконання _____

8 Порядок контролю та прийняття

Виконання етапів графічної та розрахункової документації МКР контролюється керівником МКР згідно з графіком виконання. Прийняття МКР здійснюється ЕК, затвердженою наказом ректора ВНТУ, згідно з графіком захисту.

9 Корегування технічного завдання допускається з дозволу керівника МКР.

Додаток Б
ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕПЛОНАСОСНИХ УСТАНОВОК В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ

Застосування ТНУ в тепловій схемі з використанням 40% потужності теплоти відхідних газів.

В таблиці Б.1 наведені результати розрахунку з використанням 40% потужності теплоти відхідних газів, проведеного по методиці з [74-77].

Таблиця Б.1 – Результати розрахунку теплового насоса

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення
1	2	3	4	5
Температура конденсації холодоагента	t_k	°С	Задаємось	75
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°С	$t_{\text{вип}} = h''_1 - \Theta_n$	25
Температура води на вході в випарник	t_b^I	°С	Приймаємо	45
Температура води на виході з випарника	t_b^{II}	°С	Приймаємо	30
Величина недогріву	q_n	°С	Приймаємо	5
Величина перегріву	q	°С	Приймаємо	7
Теплоємність води	C_p	кДж/кг		4,190
Температура	t_1	°С	$t_1 = t_{\text{вип}} + \Theta_n$	32
Ентальпія	h_1	кДж/кг	з [75]	411
Ентальпія	h_1^I	кДж/кг	з [75]	419
Ентальпія	h_{2a}	кДж/кг	з [75]	446
Ентальпія	h_3	кДж/кг	з [75]	312

Продовження табл. Б.1

1	2	3	4	5
Ентальпія	h_4	кДж/кг	$h_4 = h'_3 =$ $= h_3 - q_{по}$	304
ККД компресора	η_{oi}^{KM}	-	Приймаємо	0,75
ККД теплообмін.	$\eta_{то}$	-	Приймаємо	0,980
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,950
Питома потужність переохолодника	$q_{по}$	кДж/кг	$q_{по} = h'_1 - h_1$	8
Адіабатний тепलोперепад в компр.	H_a	кДж/кг	$H_a = h_{2a} - h'_1$	27
Робочий тепलोперепад	H_p	кДж/кг	$H_p = H_a / \eta_{oi}^{KM}$	36,00
Ентальпія точки 2	h_2	кДж/кг	$h_2 = h_{2a} + H_p$	455,00
Питома теплота, яка відводиться з конденсатора	q_k	кДж/кг	$q_k = h_2 - h_3$	143,00
Питома теплота, яка підводиться у випарник	q_b	кДж/кг	$q_b = h_1 - h_4$	107
Теплова потужність ТНУ	Q_k	кВт	3 розрахунку	2283
Витрата холодоагента	$G_{ха}$	кг/с	$G_{ха} = Q_{тну} / q_k \times \eta_{то}$	15,99
Коефіцієнт перетворення	ϕ	-	$\phi = Q_{тну} / N_{км}$	3,767
Потужність компресора	N_k	кВт	$N_{км} = G_{ха} \times$ $\times H_p / \eta_{ем}$	606,02
Потужність випарника	Q_b	кВт	$Q_b = Q_{тну} -$ $- N_{км}$	1676,93
Витрата води у випарнику	G_b	кг/с	$G_b = Q_b / C_p \times$ $\times (t'_b - t''_b) \times$ $\times \eta_{то}$	27,226
Витрата води в конденсаторі	G_k	кг/с	3 розрахунку	95,153

Продовження табл. Б.1

1	2	3	4	5
Температура води на вході в випарник	t_v^I	°С	Приймаємо	45

Отже, при використанні 40% потужності теплоти відхідних газів теплова потужність ТНУ складає 2283 кВт, температура води на вході в випарнику 45 °С, а потужність випарника 1676,93 кВт.

Результати розрахунку двигуна внутрішнього згорання (ДВЗ) та потужності утилізаторів, проведеного по методиці з [74-77], показані в таблиці Б.2.

Таблиця Б.2 – Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для роботи ТНУ
1	2	3	4	5
Питома витрата умовного палива	b_y	кг/кВт·год	З розрахунку	0,350
Електромеханічний ККД	η_{em}	-	Приймаємо	0,950
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1м ³ робочого палива	V^0	м ³ /м ³	З розрахунку	9,520

Продовження табл. Б.2

1	2	3	4	5
Густина повітря	$\rho_{\text{пов}}$	кг/м ³	Приймаємо	1,165
Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	З розрахунку	2,100
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{\text{ГПД}}$	МВт	З розрахунку	0,606
Питома теплоємність газів після ДВЗ	$C_{\text{рг}}$	кДж/кг·К	Приймаємо	1,125
ККД теплообмінника	$\eta_{\text{то}}$	-	Приймаємо	0,980
Теплота згорання робочого палива	$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	МДж/м ³	Приймаємо	34,00
Нижча теплота згорання умовного палива	$Q_{\text{н}}^{\text{у}}$	МДж/кг	Приймаємо	29,00
Температура відхідних газів після ДВЗ	$t_{\text{д}}$	°С	Приймаємо	475
Температура відхідних газів після утилізатора	$t_{\text{ут}}$	°С	З розрахунку теплообмінника	140
Температура води на вході в утилізатор	t_2	°С	З розрахунку теплообмінника	49
Температура води на виході з утилізатора	t_1	°С	З розрахунку теплообмінника	110

Продовження табл. Б.2

1	2	3	4	5
Теплоємність води	C_p	кДж/кг·К	Приймаємо	4,190
Ефективний ККД ДВЗ	$\eta_{\text{еф}}$	-	$\eta_{\text{еф}}=0,123/ b_y$	0,351
Повний ККД ДВЗ і електрогенератора	$\eta_{\text{д}}$	-	$\eta_{\text{д}}= \eta_{\text{еф}} \cdot \eta_{\text{ем}}$	0,334
Питома витрата умовного палива на дизельгенератор	$b_y^{\text{д}}$	кг/с	$b_y^{\text{д}}= 0,123 / \eta_{\text{д}}$	0,368
Теоретична маса повітря для спалювання 1м ³ палива	M_0	кг/м ³	$M_0= V_0 \cdot \rho$	11,091
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{\text{сум}}$	кг/м ³	$M_{\text{сум}}= 1 + \alpha \cdot M_0$	24,291
Витрата умовного палива на ДВЗ	$B_y^{\text{д}}$	кг/с	$B_y^{\text{д}}= b_y^{\text{д}} \cdot N_{\text{двз}} / 3600$	0,062
Витрата робочого палива на ДВЗ	$B_p^{\text{д}}$	м ³ /с	$B_p^{\text{д}}= B_y^{\text{д}} \cdot Q_{\text{нy}}^{\text{p}} / Q_{\text{н}}^{\text{p}}$	0,053
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{\text{вг}}$	кг/с	$G_{\text{вг}}= B_p^{\text{д}} \cdot M_{\text{сум}}$	1,298
Потужність утилізатора відхідних газів	Q_{yt}	МВт	$Q_{\text{yt}}= G_{\text{вг}} \cdot C_p \times (t_{\text{д}} - t_{\text{yt}}) \cdot \eta_{\text{то}}$	0,479
Потужність системи охолодження	$Q_{\text{ох}}$	МВт	$Q_{\text{ох}}=0,2 \cdot B_p^{\text{д}} \times Q_{\text{н}}^{\text{p}} \cdot \eta_{\text{то}}$	0,356

Продовження табл. Б.2

1	2	3	4	5
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	$Q_{ут}$	МВт	$\Sigma Q_{ут} = Q_{ут} + Q_{ох}$	0,835
Масова витрата води через утилізатор	$G_{ут}$	кг/с	$G_{ут} = Q_{ут} / (t_2 - t_1)$	3,34
Загальна потужність ТНУ з ДВЗ	ΣQ	кВт	$\Sigma Q = Q_{тну} + Q_{двз}$	3118,431

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ становить $0,053 \text{ м}^3/\text{с}$, а загальна потужність ТНУ з ДВЗ дорівнює $3118,4 \text{ кВт}$.

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ, проведеного по методиці з [74-77], наведені в таблиці Б.3

Таблиця Б.3 – Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону
1	2	3	4	5
Теплова потужність котельні	Q_k	МВт	$Q_k = D_o(1 + \alpha_{вп})(h_o - h_{жв}) + D_o p(h_{кв} - h_{жв})$	9,233
Витрата робочого палива на котел	$B_{рк}$	кг/с	$B_{рк} = Q_k / Q_p^H \cdot \eta_k$	0,695
Загальна витрата палива на котельню в існуючій схемі	$B_{існ}$	кг/с	З розрахунку	0,962

Продовження табл. Б.3

1	2	3	4	5
Витрата робочого палива на ДВЗ	$V_{\text{ДВЗ}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	З розрахунку ДВЗ	0,053
Загальна витрата палива на котельню з ТНУ	V_3	$\text{кг}/\text{с}$	$V_3 = V_{\text{к}} + V_{\text{ДВЗ}}$	0,7488
Економія палива за рахунок модернізації	ΔV	%	$\Delta V = ((V_{\text{існ}} - V_3) / V_{\text{існ}}) \cdot 100$	27,72

Отже, теплова потужність котельні становить 9,233 МВт, економія палива за рахунок модернізації 27,72 %, загальна витрата палива на котельню в існуючій схемі складає 0,962 кг/с а загальна витрата палива на котельню з ТНУ складає 0,7488 кг/с.

Застосування ТНУ Застосування ТНУ в тепловій схемі з використанням 45% потужності теплоти відхідних газів

В таблиці Б.4 наведені результати розрахунку теплового насосу в тепловій схемі, з використанням 45% потужності теплоти відхідних газів.

Таблиця Б.4 – Результати розрахунку теплового насоса

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення
1	2	3	4	5
Температура конденсації холодоагента	t_k	°С	Задаємось	75
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°С	$t_{\text{вип}} = h''_1 - \Theta_n$	25
Температура води на вході в випарник	$t_{\text{в}}^I$	°С	Приймаємо	45
Температура води на виході з випарника	$t_{\text{в}}^{II}$	°С	Приймаємо	30
Величина недогріву	q_n	°С	Приймаємо	5
Величина перегріву	q	°С	Приймаємо	7
Теплоємність води	C_p	кДж/кг		4,190
Температура	t_1	°С	$t_1 = t_{\text{вип}} + \Theta_{\text{п}}$	32
Ентальпія	h_1	кДж/кг	з [75]	411
Ентальпія	h_1^I	кДж/кг	з [75]	419
Ентальпія	h_{2a}	кДж/кг	з [75]	446
Ентальпія	h_3	кДж/кг	з [75]	312

Продовження табл. Б.4

1	2	3	4	5
Ентальпія	h_4	кДж/кг	$h_4 = h'_3 = h_3 - q_{по}$	304
ККД компресора	$\eta_{oi}^{км}$	-	Приймаємо	0,75
ККД теплообмін.	$\eta_{то}$	-	Приймаємо	0,980
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,950
Питома потужність переохолодника	$q_{по}$	кДж/кг	$q_{по} = h'_1 - h_1$	8
Адіабатний теплоперепад в компр.	H_a	кДж/кг	$H_a = h_{2a} - h'_1$	27
Робочий теплоперепад	H_p	кДж/кг	$H_p = H_a / \eta_{oi}^{км}$	36,00
Ентальпія точки 2	h_2	кДж/кг	$h_2 = h_{2a} + H_p$	455,00
Питома теплота, яка відводиться з конденсатора	q_k	кДж/кг	$q_k = h_2 - h_3$	143,00
Питома теплота, яка підводиться у випарник	q_v	кДж/кг	$q_v = h_1 - h_4$	107
Теплова потужність ТНУ	Q_k	кВт	3 розрахунку	2490
Витрата холодоагента	$G_{ха}$	кг/с	$G_{ха} = Q_{тну} / q_k \times \eta_{то}$	17,44
Коефіцієнт перетворення	φ	-	$\varphi = Q_{тну} / N_{км}$	3,767
Потужність компресора	N_k	кВт	$N_{км} = G_{ха} \times H_p / \eta_{ем}$	661,04
Потужність випарника	Q_v	кВт	$Q_v = Q_{тну} - N_{км}$	1829,20
Витрата води у випарнику	G_v	кг/с	$G_v = Q_v / C_p \times (t'_v - t''_v) \times \eta_{то}$	29,698
Витрата води в конденсаторі	G_k	кг/с	3 розрахунку	95,153

Продовження табл. Б.4

1	2	3	4	5
Температура води на вході в випарник	t_v^I	°C	Приймаємо	45

Отже, при використанні 45% потужності теплоти відхідних газів теплова потужність ТНУ складає 2490 кВт, температура води на вході в випарнику 45 °C, а потужність випарника 1829,20 кВт.

Результати розрахунку двигуна внутрішнього згорання (ДВЗ) та потужності утилізаторів, показані в таблиці Б.5.

Таблиця Б.5 – Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для роботи ТНУ
1	2	3	4	5
Питома витрата умовного палива	b_y	кг/кВт·год	З розрахунку	0,350
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,950
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1 м ³ робочого палива	V^0	м ³ /м ³	З розрахунку	9,520

Продовження табл. Б.5

1	2	3	4	5
Густина повітря	$\rho_{\text{пов}}$	кг/м ³	Приймаємо	1,165
Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	З розрахунку	2,100
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{\text{ГПД}}$	МВт	З розрахунку	0,661
Питома теплоємність газів після ДВЗ	$C_{\text{рг}}$	кДж/кг·К	Приймаємо	1,125
ККД теплообмінника	$\eta_{\text{то}}$	-	Приймаємо	0,980
Теплота згорання робочого палива	$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	МДж/м ³	Приймаємо	34
Нижча теплота згорання умовного палива	$Q_{\text{н}}^{\text{у}}$	МДж/кг	Приймаємо	29,3
Температура відхідних газів після ДВЗ	$t_{\text{д}}$	°С	Приймаємо	475
Температура відхідних газів після утилізатора	$t_{\text{ут}}$	°С	З розрахунку теплообмінника	140
Температура води на вході в утилізатор	t_2	°С	З розрахунку теплообмінника	49
Температура води на виході з утилізатора	t_1	°С	З розрахунку теплообмінника	110

Продовження табл. Б.5

1	2	3	4	5
Теплоємність води	C_p	кДж/кг·К	Приймаємо	4,190
Ефективний ККД ДВЗ	$\eta_{\text{еф}}$	-	$\eta_{\text{еф}}=0,123/b_y$	0,351
Повний ККД ДВЗ і електрогенератора	$\eta_{\text{д}}$	-	$\eta_{\text{д}}= \eta_{\text{еф}} \cdot \eta_{\text{ем}}$	0,334
Питома витрата умовного палива на дизельгенератор	$b_y^{\text{д}}$	кг/с	$b_y^{\text{д}}= 0,123 / \eta_{\text{д}}$	0,368
Теоретична маса повітря для спалювання 1м ³ палива	M_0	кг/м ³	$M_0= V_0 \cdot \rho$	11,091
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{\text{сум}}$	кг/м ³	$M_{\text{сум}}= 1 + \alpha \cdot M_0$	24,291
Витрата умовного палива на ДВЗ	$B_y^{\text{д}}$	кг/с	$B_y^{\text{д}}= b_y^{\text{д}} \cdot N_{\text{ДВЗ}} / 3600$	0,068
Витрата робочого палива на ДВЗ	$B_p^{\text{д}}$	м ³ /с	$B_p^{\text{д}}= B_y^{\text{д}} \cdot Q_{\text{нy}}^{\text{p}} / Q_{\text{н}}^{\text{p}}$	0,058
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{\text{вг}}$	кг/с	$G_{\text{вг}}= B_p^{\text{д}} \cdot M_{\text{сум}}$	1,416
Потужність утилізатора відхідних газів	Q_{yt}	МВт	$Q_{\text{yt}}= G_{\text{вг}} \cdot C_p \times (t_{\text{д}} - t_{\text{yt}}) \cdot \eta_{\text{то}}$	0,523
Потужність системи охолодження	$Q_{\text{ох}}$	МВт	$Q_{\text{ох}}=0,2 \cdot B_p^{\text{д}} \times Q_{\text{н}}^{\text{p}} \cdot \eta_{\text{то}}$	0,389

Продовження табл. Б.5

1	2	3	4	5
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	Q_{yt}	МВт	$\Sigma Q_{yt} = Q_{yt} + Q_{ox}$	0,911
Масова витрата води через утилізатор	G_{yt}	кг/с	$G_{yt} = Q_{yt} / (t_2 - t_1)$	3,64
Загальна потужність ТНУ з ДВЗ	ΣQ	кВт	$\Sigma Q = Q_{тну} + Q_{двз}$	3401,590

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ становить $0,058 \text{ м}^3/\text{с}$, а загальна потужність ТНУ з ДВЗ дорівнює $3401,6 \text{ кВт}$.

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ, наведені в таблиці Б.6

Таблиця Б.6 – Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону
1	2	3	4	5
Теплова потужність котельні	Q_k	МВт	$Q_k = D_o(1 + \alpha_{вп})(h_o - h_{жв}) + D_o p(h_{кв} - h_{жв})$	8,9494
Витрата робочого палива на котел	$B_{рк}$	кг/с	$B_{рк} = Q_k / Q_p^H \cdot \eta_k$	0,6739
Загальна витрата палива на котельню в існуючій схемі	$B_{існ}$	кг/с	З розрахунку	0,962

Продовження табл. Б.6

1	2	3	4	5
Витрата робочого палива на ДВЗ	$V_{\text{ДВЗ}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	З розрахунку ДВЗ	0,058
Загальна витрата палива на котельню з ТНУ	V_3	$\text{кг}/\text{с}$	$V_3 = V_{\text{к}} + V_{\text{ДВЗ}}$	0,7323
Економія палива за рахунок модернізації	ΔV	%	$\Delta V = ((V_{\text{існ}} - V_3) / V_{\text{існ}}) \cdot 100$	29,94

Отже, теплова потужність котельні становить 8,9494МВт, а економія палива за рахунок модернізації 29,94%, загальна витрата палива на котельню в існуючій схемі складає 0,962кг/с а загальна витрата палива на котельню з ТНУ складає 0,7323 кг/с.

Застосування ТНУ Застосування ТНУ в тепловій схемі з використанням 50 % потужності теплоти відхідних газів

В таблиці Б.7 наведені результати розрахунку теплового насосу в тепловій схемі, з використанням 50 % потужності теплоти відхідних.

Таблиця Б.7 – Результати розрахунку теплового насоса

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення
1	2	3	4	5
Температура конденсації холодоагента	t_k	°С	Задаємось	75
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°С	$t_{\text{вип}} = h''_1 - \Theta_n$	25
Температура води на вході в випарник	t_b^I	°С	Приймаємо	45
Температура води на виході з випарника	t_b^{II}	°С	Приймаємо	30
Величина недогріву	q_n	°С	Приймаємо	5
Величина перегріву	q	°С	Приймаємо	7
Теплоємність води	C_p	кДж/кг		4,190
Температура	t_1	°С	$t_1 = t_{\text{вип}} + \Theta_n$	32
Ентальпія	h_1	кДж/кг	з [75]	411
Ентальпія	h_1^I	кДж/кг	з [75]	419
Ентальпія	h_{2a}	кДж/кг	з [75]	446
Ентальпія	h_3	кДж/кг	з [75]	312

Продовження табл. Б.7

1	2	3	4	5
Ентальпія	h_4	кДж/кг	$h_4 = h'_3 = h_3 - q_{по}$	304
ККД компресора	η_{oi}^{KM}	-	Приймаємо	0,75
ККД теплообмін.	$\eta_{то}$	-	Приймаємо	0,980
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,950
Питома потужність переохолодника	$q_{по}$	кДж/кг	$q_{по} = h'_1 - h_1$	8
Адіабатний теплоперепад в компр.	H_a	кДж/кг	$H_a = h_{2a} - h'_1$	27
Робочий теплоперепад	H_p	кДж/кг	$H_p = H_a / \eta_{oi}^{KM}$	36,00
Ентальпія точки 2	h_2	кДж/кг	$h_2 = h_{2a} + H_p$	455,00
Питома теплота, яка відводиться з конденсатора	q_k	кДж/кг	$q_k = h_2 - h_3$	143,00
Питома теплота, яка підводиться у випарник	q_v	кДж/кг	$q_v = h_1 - h_4$	107
Теплова потужність ТНУ	Q_k	кВт	3 розрахунку	2664
Витрата холодоагента	$G_{ха}$	кг/с	$G_{ха} = Q_{тну} / q_k \times \eta_{то}$	18.80
Коефіцієнт перетворення	φ	-	$\varphi = Q_{тну} / N_{км}$	3,767
Потужність компресора	N_k	кВт	$N_{км} = G_{ха} \times H_p / \eta_{ем}$	712.58
Потужність випарника	Q_v	кВт	$Q_v = Q_{тну} - N_{км}$	1971.80
Витрата води у випарнику	G_v	кг/с	$G_v = Q_v / C_p \times (t'_v - t''_v) \times \eta_{то}$	32.014
Витрата води в конденсаторі	G_k	кг/с	3 розрахунку	95,153

Продовження табл. Б.7

1	2	3	4	5
Температура води на вході в випарник	t_v^I	°С	Приймаємо	45

Отже, при використанні 50 % потужності теплоти відхідних газів теплова потужність ТНУ складає 2664 кВт, температура води на вході в випарник 45 °С, а потужність випарника 1971.80 кВт.

Результати розрахунку двигуна внутрішнього згорання (ДВЗ) та потужності утилізаторів, показані в таблиці Б.8.

Таблиця Б.8 – Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для роботи ТНУ
1	2	3	4	5
Питома витрата умовного палива	b_y	кг/кВт·год	З розрахунку	0,350
Електромеханічний ККД	η_{em}	-	Приймаємо	0,950
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1 м ³ робочого палива	V^0	м ³ /м ³	З розрахунку	9,520

Продовження табл. Б.8

1	2	3	4	5
Густина повітря	$\rho_{\text{пов}}$	кг/м ³	Приймаємо	1,165
Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	З розрахунку	2,100
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{\text{ГПД}}$	МВт	З розрахунку	0,713
Питома теплоємність газів після ДВЗ	$C_{\text{рг}}$	кДж/кг·К	Приймаємо	1,125
ККД теплообмінника	$\eta_{\text{то}}$	-	Приймаємо	0,980
Теплота згорання робочого палива	$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	МДж/м ³	Приймаємо	34,00
Нижча теплота згорання умовного палива	$Q_{\text{н}}^{\text{у}}$	МДж/кг	Приймаємо	29,00
Температура відхідних газів після ДВЗ	$t_{\text{д}}$	°С	Приймаємо	475
Температура відхідних газів після утилізатора	$t_{\text{ут}}$	°С	З розрахунку теплообмінника	140
Температура води на вході в утилізатор	t_2	°С	З розрахунку теплообмінника	49
Температура води на виході з утилізатора	t_1	°С	З розрахунку теплообмінника	110

Продовження табл. Б.8

1	2	3	4	5
Теплоємність води	C_p	кДж/(кг·К)	Приймаємо	4,190
Ефективний ККД ДВЗ	$\eta_{\text{еф}}$	-	$\eta_{\text{еф}}=0,123/b_y$	0,351
Повний ККД ДВЗ і електрогенератора	$\eta_{\text{д}}$	-	$\eta_{\text{д}}= \eta_{\text{еф}} \cdot \eta_{\text{ем}}$	0,334
Питома витрата умовного палива на дизельгенератор	$b_y^{\text{д}}$	кг/с	$b_y^{\text{д}}= 0,123 / \eta_{\text{д}}$	0,368
Теоретична маса повітря для спалювання 1м ³ палива	M_0	кг/м ³	$M_0= V_o \cdot \rho$	11,091
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{\text{сум}}$	кг/м ³	$M_{\text{сум}}= 1 + \alpha \cdot M_0$	24,291
Витрата умовного палива на ДВЗ	$B_y^{\text{д}}$	кг/с	$B_y^{\text{д}}= b_y^{\text{д}} \cdot N_{\text{двз}} / 3600$	0,073
Витрата робочого палива на ДВЗ	$B_p^{\text{д}}$	м ³ /с	$B_p^{\text{д}}= B_y^{\text{д}} \cdot Q_{\text{нy}}^{\text{p}} / Q_{\text{н}}^{\text{p}}$	0,063
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{\text{вг}}$	кг/с	$G_{\text{вг}}= B_p^{\text{д}} \cdot M_{\text{сум}}$	1,527
Потужність утилізатора відхідних газів	Q_{yt}	МВт	$Q_{\text{yt}}= G_{\text{вг}} \cdot C_p \times (t_{\text{д}} - t_{\text{yt}}) \cdot \eta_{\text{то}}$	0,564
Потужність системи охолодження	$Q_{\text{ох}}$	МВт	$Q_{\text{ох}}=0,2 \cdot B_p^{\text{д}} \times Q_{\text{н}}^{\text{p}} \cdot \eta_{\text{то}}$	0,419

Продовження табл. Б.8

1	2	3	4	5
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	$Q_{ут}$	МВт	$\Sigma Q_{ут} = Q_{ут} + Q_{ох}$	0,982
Масова витрата води через утилізатор	$G_{ут}$	кг/с	$G_{ут} = Q_{ут} / (t_2 - t_1)$	3,92
Загальна потужність ТНУ з ДВЗ	ΣQ	кВт	$\Sigma Q = Q_{ТНУ} + Q_{ДВЗ}$	3666.763

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ становить $0,063 \text{ м}^3/\text{с}$, а загальна потужність ТНУ з ДВЗ дорівнює 3666.7 кВт .

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ, наведені в таблиці Б.9

Таблиця Б.9 – Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону
1	2	3	4	5
Теплова потужність котельні	Q_k	МВт	$Q_k = D_o(1 + \alpha_{вп})(h_o - h_{жв}) + D_o p(h_{кв} - h_{жв})$	8,684
Витрата робочого палива на котел	$B_{рк}$	кг/с	$B_{рк} = Q_k / Q_p^H \cdot \eta_k$	0,654
Загальна витрата палива на котельню в схемі	$B_{існ}$	кг/с	З розрахунку	0,962

Продовження табл. Б.9

1	2	3	4	5
Витрата робочого палива на ДВЗ	$V_{\text{двз}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	З розрахунку ДВЗ	0,063
Загальна витрата палива на котельню з ТНУ	V_3	$\text{кг}/\text{с}$	$V_3 = V_{\text{к}} + V_{\text{двз}}$	0,7169
Економія палива за рахунок модернізації	ΔV	%	$\Delta V = ((V_{\text{існ}} - V_3) / V_{\text{існ}}) \cdot 100$	32,02

Отже, теплова потужність котельні становить 8,684 МВт, а економія палива за рахунок модернізації 32,02 %, загальна витрата палива на котельню в існуючій схемі складає 0,962 кг/с а загальна витрата палива на котельню з ТНУ складає 0,7169 кг/с.

Застосування ТНУ Застосування ТНУ в тепловій схемі з використанням
60 % потужності теплоти відхідних газів

В таблиці Б.10 наведені результати розрахунку теплового насосу в тепловій схемі, з використанням 60 % потужності теплоти відхідних.

Таблиця Б.10 – Результати розрахунку теплового насоса

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення
1	2	3	4	5
Температура конденсації холодоагента	t_k	°C	Задаємось	75
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°C	$t_{\text{вип}} = h''_1 - \Theta_n$	25
Температура води на вході в випарник	$t_{\text{в}}^I$	°C	Приймаємо	45
Температура води на виході з випарника	$t_{\text{в}}^{II}$	°C	Приймаємо	30
Величина недогріву	q_n	°C	Приймаємо	5
Величина перегріву	q	°C	Приймаємо	7
Теплоємність води	C_p	кДж/кг		4,190
Температура	t_1	°C	$t_1 = t_{\text{вип}} + \Theta_n$	32
Ентальпія	h_1	кДж/кг	з [75]	411
Ентальпія	h_1^I	кДж/кг	з [75]	419
Ентальпія	h_{2a}	кДж/кг	з [75]	446
Ентальпія	h_3	кДж/кг	з [75]	312

Продовження табл. 2.10

1	2	3	4	5
Ентальпія	h_4	кДж/кг	$h_4 = h'_3 = h_3 - q_{по}$	304
ККД компресора	η_{oi}^{KM}	-	Приймаємо	0,75
ККД теплообмін.	$\eta_{то}$	-	Приймаємо	0,980
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,950
Питома потужність переохолодника	$q_{по}$	кДж/кг	$q_{по} = h'_1 - h_1$	8
Адіабатний теплоперепад в компр.	H_a	кДж/кг	$H_a = h_{2a} - h'_1$	27
Робочий теплоперепад	H_p	кДж/кг	$H_p = H_a / \eta_{oi}^{KM}$	36,00
Ентальпія точки 2	h_2	кДж/кг	$h_2 = h_{2a} + H_p$	455,00
Питома теплота, яка відводиться з конденсатора	q_k	кДж/кг	$q_k = h_2 - h_3$	143,00
Питома теплота, яка підводиться у випарник	q_v	кДж/кг	$q_v = h_1 - h_4$	107
Теплова потужність ТНУ	Q_k	кВт	3 розрахунку	3041
Витрата холодоагента	$G_{ха}$	кг/с	$G_{ха} = Q_{тну} / q_k \times \eta_{то}$	21,30
Коефіцієнт перетворення	φ	-	$\varphi = Q_{тну} / N_{км}$	3,767
Потужність компресора	N_k	кВт	$N_{км} = G_{ха} \times H_p / \eta_{ем}$	807,17
Потужність випарника	Q_v	кВт	$Q_v = Q_{тну} - N_{км}$	2233,56
Витрата води у випарнику	G_v	кг/с	$G_v = Q_v / C_p \times (t'_v - t''_v) \times \eta_{то}$	36,263
Витрата води в конденсаторі	G_k	кг/с	3 розрахунку	95,153

Продовження табл. Б.10

1	2	3	4	5
Температура води на вході в випарник	t_v^I	°C	Приймаємо	45

Отже, при використанні 60 % потужності теплоти відхідних газів теплова потужність ТНУ складає 3041 кВт, температура води на вході в випарнику 45 °C, а потужність випарника 2233,56 кВт.

Результати розрахунку двигуна внутрішнього згорання (ДВЗ) та потужності утилізаторів, показані в таблиці Б.11.

Таблиця Б.11 – Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для роботи ТНУ
1	2	3	4	5
Питома витрата умовного палива	b_y	кг/кВт·год	З розрахунку	0,350
Електромеханічний ККД	η_{em}	-	Приймаємо	0,950
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1м ³ робочого палива	V^0	м ³ /м ³	З розрахунку	9,520

Продовження табл. Б.11

1	2	3	4	5
Густина повітря	$\rho_{\text{пов}}$	кг/м ³	Приймаємо	1,165
Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	З розрахунку	2,100
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{\text{ГПД}}$	МВт	З розрахунку	0,807
Питома теплоємність газів після ДВЗ	$C_{\text{рг}}$	кДж/кг·К	Приймаємо	1,125
ККД теплообмінника	$\eta_{\text{то}}$	-	Приймаємо	0,980
Теплота згорання робочого палива	$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	МДж/м ³	Приймаємо	34
Нижча теплота згорання умовного палива	$Q_{\text{н}}^{\text{у}}$	МДж/кг	Приймаємо	29,30
Температура відхідних газів після ДВЗ	$t_{\text{д}}$	°С	Приймаємо	475
Температура відхідних газів після утилізатора	$t_{\text{ут}}$	°С	З розрахунку теплообмінника	140
Температура води на вході в утилізатор	t_2	°С	З розрахунку теплообмінника	49
Температура води на виході з утилізатора	t_1	°С	З розрахунку теплообмінника	110

Продовження табл. Б.11

1	2	3	4	5
Теплоємність води	C_p	кДж/кг·К	Приймаємо	4,190
Ефективний ККД ДВЗ	$\eta_{\text{еф}}$	-	$\eta_{\text{еф}}=0,123/b_y$	0,351
Повний ККД ДВЗ і електрогенератора	η_d	-	$\eta_d = \eta_{\text{еф}} \cdot \eta_{\text{ем}}$	0,334
Питома витрата умовного палива на дизельгенератор	b_y^d	кг/с	$b_y^d = 0,123 / \eta_d$	0,368
Теоретична маса повітря для спалювання 1м ³ палива	M_0	кг/м ³	$M_0 = V_o \cdot \rho$	11,091
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{\text{сум}}$	кг/м ³	$M_{\text{сум}} = 1 + \alpha \cdot M_0$	24,291
Витрата умовного палива на ДВЗ	B_y^d	кг/с	$B_y^d = b_y^d \cdot N_{\text{ДВЗ}} / 3600$	0,083
Витрата робочого палива на ДВЗ	B_p^d	м ³ /с	$B_p^d = B_y^d \cdot Q_{\text{нy}}^p / Q_{\text{н}}^p$	0,071
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{\text{вг}}$	кг/с	$G_{\text{вг}} = B_p^d \cdot M_{\text{сум}}$	1,729
Потужність утилізатора відхідних газів	Q_{yt}	МВт	$Q_{\text{yt}} = G_{\text{вг}} \cdot C_p \times (t_d - t_{\text{yt}}) \cdot \eta_{\text{то}}$	0,638
Потужність системи охолодження	$Q_{\text{ох}}$	МВт	$Q_{\text{ох}} = 0,2 \cdot B_p^d \times Q_{\text{н}}^p \cdot \eta_{\text{то}}$	0,474

Продовження табл. Б.11

1	2	3	4	5
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	Q_{yt}	МВт	$\Sigma Q_{yt} = Q_{yt} + Q_{ox}$	1,113
Масова витрата води через утилізатор	G_{yt}	кг/с	$G_{yt} = Q_{yt} / (t_2 - t_1)$	4,44
Загальна потужність ТНУ з ДВЗ	ΣQ	кВт	$\Sigma Q = Q_{тну} + Q_{двз}$	4153,534

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ становить $0,071 \text{ м}^3/\text{с}$, а загальна потужність ТНУ з ДВЗ дорівнює $4153,5 \text{ кВт}$.

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ, наведені в таблиці Б.12

Таблиця Б.12 – Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону
1	2	3	4	5
Теплова потужність котельні	Q_k	МВт	$Q_k = D_o(1 + \alpha_{вп})(h_o - h_{жв}) + D_o p(h_{кв} - h_{жв})$	8,197
Витрата робочого палива на котел	$B_{рк}$	кг/с	$B_{рк} = Q_k / Q_p^H \cdot \eta_k$	0,617
Загальна витрата палива на котельню в схемі	$B_{існ}$	кг/с	З розрахунку	0,962

Продовження табл. Б.12

1	2	3	4	5
Витрата робочого палива на ДВЗ	$V_{\text{ДВЗ}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	З розрахунку ДВЗ	0,071
Загальна витрата палива на котельню з ТНУ	V_3	$\text{кг}/\text{с}$	$V_3 = V_{\text{к}} + V_{\text{ДВЗ}}$	0,6885
Економія палива за рахунок модернізації	ΔV	%	$\Delta V = ((V_{\text{існ}} - V_3) / V_{\text{існ}}) \cdot 100$	35,83

Отже, теплова потужність котельні становить 8,197МВт, а економія палива за рахунок модернізації 35,83%, загальна витрата палива на котельню в існуючій схемі складає 0,962кг/с а загальна витрата палива на котельню з ТНУ складає 0,6885 кг/с.

Порівняльний аналіз ефективності варіантів застосування ТНУ та обґрунтування вибору найбільш ефективного варіанту

Проаналізуємо ефективність розглянутих варіантів застосування ТНУ в тепловій схемі за показниками з [74-75]. Значення показників ефективності для варіантів теплових схем з ТНУ наведені в таблиці Б.13

Таблиця Б.13 – Основні показники теплових схем з ТНУ

Показник	Одиниці вимірювання	Варіант застосування			
		1	2	3	4
Річна економія робочого палива	%	27,72	29,94	32,02	35,83
Економія робочого палива	т/рік	5247,25	5666,49	6061,22	6782,43
Кількість зекономлених коштів	млн. грн./рік	50,741	54,805	58,612	65,586
Температура відхідних газів	°С	118	112	107	97

В таблиці Б.13 позначені такі варіанти: 1– застосування ТНУ в тепловій схемі у разі використання 40 % потужності теплоти відхідних газів; 2 – застосування ТНУ в тепловій схемі у разі використання 45 % потужності теплоти відхідних газів; 3 – застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи в у разі використання 50 % потужності теплоти відхідних газів; 4 – застосування ТНУ в тепловій схемі у разі використання 60 % потужності теплоти відхідних газів.

Як видно з табл. 3.1, найбільш ефективним за енергетичними, економічними та технічними показниками є варіант застосування ТНУ в тепловій схемі котельні санаторію з утилізацією 45% теплової потужності відхідних газів котлів в утилізаційному обладнанні та ТНУ. Для цього варіанту застосування ТНУ в тепловій схемі котельні санаторію економія робочого палива становить 29,94 %, температура відхідних газів становить 112 °С, економія коштів становить 54,8 млн. грн./рік., отже вибираємо даний варіант до впровадження.

Теплова схема котельні з ТНУ показана на кресленні.

Висновки

В МКР було розраховано чотири варіанти застосування теплонасосної установки в тепловій схемі. Проаналізовано ефективність чотирьох варіантів застосування ТНУ в тепловій схемі котельні. Обґрунтовано вибір варіанту застосування когенераційної ТНУ в тепловій схемі котельні. В тепловій схемі передбачено встановлення трьох теплових насосів виробництва ЗАТ «Енергія»: марки НТ-1000 (2 шт.) та марки НТ-500 (1 шт.). Підібрано газопоршневий двигун-генератор марки 11ГД100М з номінальною потужністю електрогенератора 1000 кВт виробництва ДП «Завод ім. В. О. Малишева» (Україна) та утилізаційне обладнання марки КТАН-2,3УГ. При впровадженні вибраного варіанту когенераційної теплонасосної установки економія робочого палива складає $\Delta B_p = 29,94 \%$

Додаток В

ФУНКЦІОНАЛЬНА СХЕМА АВТОМАТИЗАЦІЇ КОТЕЛЬНІ

В.1 Характеристика об'єкту автоматизації

В.1.1 Опис технологічного процесу

В даній курсовій роботі розробляється функціональна схема автоматизації газопоршневої установки.

З попередніх розрахунків на котельні обрано встановлювати газопоршневий двигун марки 11ГД100М. Джерелом палива для двигуна-генератора 11ГД100М є природний газ.

Сучасна газопоршнева установка – це не просто пов'язані на одній рамі агрегати: газопоршневого двигуна і силового генератора, керовані одним центром, а електростанція, зібрана з комплектуючих, в яких втілилися останні досягнення в галузі машинобудування, малої енергетики та мікропроцесорної техніки. В останні роки особливо сильне розвиток отримали електронні системи моніторингу, контролю та автоматизації.

Компанія Маканта активно впроваджує нові системи управління газопоршневої електростанцій (ДПЕМ), тому що вже використовувані виявили ряд експлуатаційних недоліків:

- можливий вихід з ладу до закінчення терміну експлуатації;
- можливий вибух газо-повітряної суміші при роботі газопоршневого двигуна;
- перегрів силового двигуна в жаркий період;
- неможливість скорегувати криву кута випередження запалювання двигуна;
- затримка в надходженні збагаченої суміші при різкому зростанні навантаження.

При роботі на попутному нафтовому газі ці недоліки ГПУ минулого покоління були причиною недовірчого ставлення до них, тому що траплялися "хлопки" при роботі електростанції, установка не видавала і третина заявленої потужності, "провали" при прийнятті навантаження приводили до аварійного режиму роботи установки.

В.1.2 Характеристика теплоносіїв, які застосовуються в процесі

До вхідних продуктів належать – вода, природний газ та повітря. Готовий продукт – гаряча вода та електроенергія. Вода – рідина, що не має кольору та запаху. Вода, що надходить в котел, проходить хімічну очистку і не повинна містити солі, очистка відбувається додаванням хімічних речовин. Основні показники води після очищення, яка надходить в котел: жорсткість не більше 20 мкг. екв / кг, солевміст 245 мг / кг, лужність рН = 7, вміст вуглекислоти не допускається, вміст O₂ до 30 мкг / кг, густина $\rho = 1050 \text{ кг/м}^3$.

Для газопоршневої електростанції основний паливом є метан - газ без кольору і запаху, який легко змішується з повітрям, утворює вибухопожежонебезпечну суміш. Прогорання клапана двигуна або витік газової суміші може привести до сумних наслідків. Тому для такої станції системи контролю та автоматизації особливо важливі, тому що від них безпосередньо залежить надійність і безпека виробництва електроенергії.

Повітря – природна суміш газів, з яких складається атмосфера, тобто повітряна оболонка планети. Спочатку це слово виникло для опису повітря планети Земля, ще в ті часи, коли інші планети мало цікавили людство і тому нині воно все ще вживається саме в такому значенні.

Атмосферне повітря – це життєво важливий компонент навколишнього природного середовища, який являє собою природну суміш газів, що перебуває за межами житлових, виробничих та інших приміщень.

В.2 Обґрунтування вибору величин, які регулюються та каналів регулюючого впливу

В.2.1 Вибір величин, які регулюються

Сучасні рішення для автоматизації дизельних і газопоршневих електроагрегатів пропонує компанія Deerp Sea Electronics (Великобританія). Спочатку, заснована в 1975 році, компанія DSE займалася виробництвом електронних пристроїв

для глибоководних апаратів і дайвінгу, звідси отримала свою назву, що в перекладі з англійської означає «Глибоководна Морська Електроніка». Вже незабаром компанія розширила номенклатуру продукції, що випускається, а пізніше і повністю перейшла на випуск електронних пристроїв автоматизації електростанцій та інших агрегатів, обладнаних двигунами внутрішнього згоряння.

В даний час компанія DSE є одним з лідерів, у виробництві недорогих рішень дозволяють забезпечити основні завдання:

- автоматичний і ручний запуск / зупинка електроагрегату;
- автоматичне введення резерву при втраті живлення споживача від мережі;
- автоматичну синхронізацію і розподіл навантаження між блоками живлення (до 32 шт.);
- автоматичну синхронізацію і розподіл навантаження між групою (до 32 шт.) електроагрегатів і мережею.

А також, завдяки гнучкості та потужності обчислювальної платформи, умови:

- подвійного / потрійного резервування відповідальних об'єктів;
- диспетчеризації з висновком даних і можливістю управління за коштами додаткових модулів DSE, персональних комп'ютерів і інших засобів;
- реєстрації даних і подій на Flash картах пам'яті із завданням необхідних параметрів і дискретизації;
- автоматичної підкачки палива, відкривання жалюзі, підтримки агрегату в гарячому резерві, автоматичного заряду стартерних акумуляторних батарей і інших нестандартних завдань і умов з використанням вбудованих функцій програмованої логіки PLC.

Все частіше одним з основних умов вибору системи автоматизації, є можливість дистанційного контролю і управління об'єктом за допомогою сучасних цифрових засобів зв'язку. Наявність в контролерах DSE великого вибору комунікаційних портів службового і відкритого протоколу зв'язку дозволяє задовольняти практично будь-які вимоги замовника, а уніфікація апаратної і програмної частини дозволяє проводити модернізацію з мінімальними вкладеннями.

Згідно вище описаного автоматизація роботи двигуна-генератора повинна здійснюватися за такими параметрами:

- САР потужності по відпущеній електричній енергії;
- САР економічності ГПД;
- САР температури прямої мережної води.

В.2.2 Система автоматичного регулювання потужності по відпущеній електричній енергії

Оскільки, основним завданням газопоршневого двигуна (ГПД) є забезпечення компресорів теплонасосної установки енергією, тому необхідно виконати систему автоматизованого регулювання потужності ГПД.

Представлена на рисунку В.2.1 система автоматичного регулювання потужності забезпечує якісне регулювання за умов зміни потужності споживача.

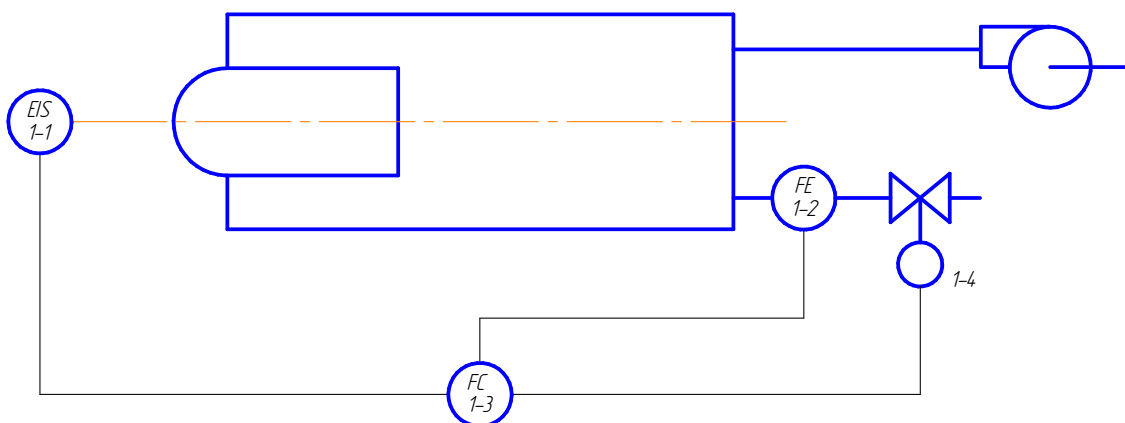


Рисунок В.2.1 – САР потужності по відпущеній електричній енергії
1-1 – датчик витрати електричної енергії; 1-2 – датчик витрати природного газу; 1-3 – регулятор витрати; 1-4 – привід виконавчого механізму.

За умови зміни потужності, яку споживає споживач, ця зміна сприймається ватметром (поз. 1-1). Регулятор витрати газу (поз. 1-3) сприймає коригуючий сигнал від датчика витрати газу (поз. 1-2). Регулятор виробляє сигнал, який надходить на виконавчий механізм (поз. 1-4), який змінює положення газової засувки і змінює витрату газу.

В.2.3 Система автоматичного регулювання економічності

Регулювання економічності роботи є однією з основних задач системи автоматизації горіння. Найпростіша схема регулювання використовується на котельнях. Налаштування регулятора в такому випадку відбувається за режимною картою, яку розробляє спеціальна організація з наладки двигуна.

Однак, в такій схемі регулятор не має інформації про дійсний склад продуктів згоряння, бо тільки знаючи їх склад можна зробити висновок про якість згоряння палива. Тому робота такого регулятора не завжди або не на всіх наванта-

женнях ГПД відповідає оптимальному спалюванню палива. Схема регулювання, дозволяє надійно регулювати склад продуктів спалювання за одним з обраних параметрів CO або O_2 в тому випадку, коли імпульс з концентрації цих компонентів продуктів згоряння є достатньо швидкодієним. Особливістю схеми регулювання CO є необхідність підтримування досить низької концентрації CO , що дозволяє мати незначне недопалювання палива (природного газу).

Функціональна схема економичності працює наступним чином (рис. В.2.2).

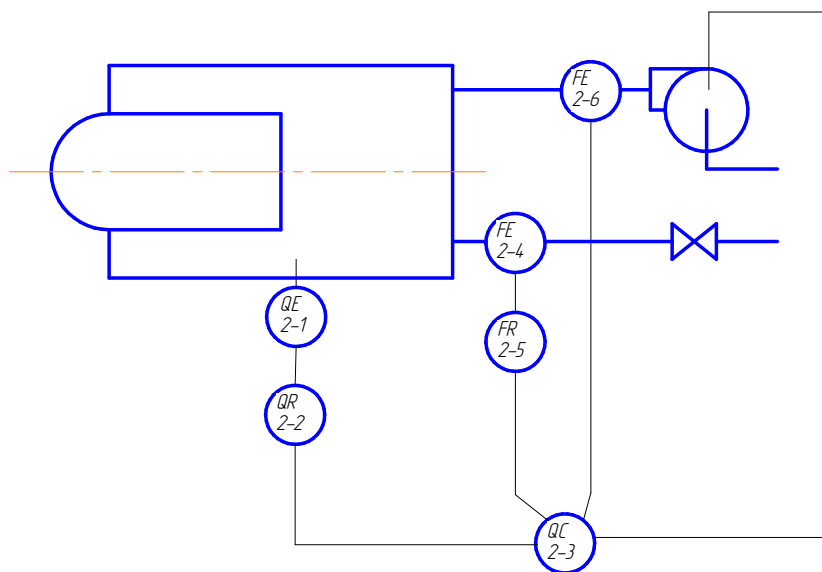


Рисунок В.2.2 – САР економичності

2-1 датчик концентрації CO ; 2-2 реєстратор концентрації CO ;
2-3 – регулятор економичності; 2-4 витратомір природного газу; 2-5 – прилад реєструючий; 2-6 витратомір повітря.

Датчик концентрації CO (поз. 2-1) надсилає сигнал на реєстратор (поз. 2-2) та регулятор економичності (поз. 2-3). Регулятор отримує сигнали також із витратомірів природного газу (поз. 2-4) та дутевого повітря (поз. 2-6), виробляє сигнал, який через частотний перетворювач направляється до привода вентилятора.

В.2.4 Система автоматичного регулювання температури прямої мережної води

Якщо датчик температури (поз. 3-1) сприймає і передає сигнал на регулятор витрати (поз. 3-4). Регулятор сприймає корегуючі сигнали від датчика температури відхідних газів (поз. 3-3) і (поз. 3-2). Далі сигнал надходить на приводи вентилів (поз. 3-6) і (поз. 3-5). Вентилі корегують витрату води через ГПД для підтримання її температури на заданому рівні. Дана схема наведена на рисунку В.2.3.

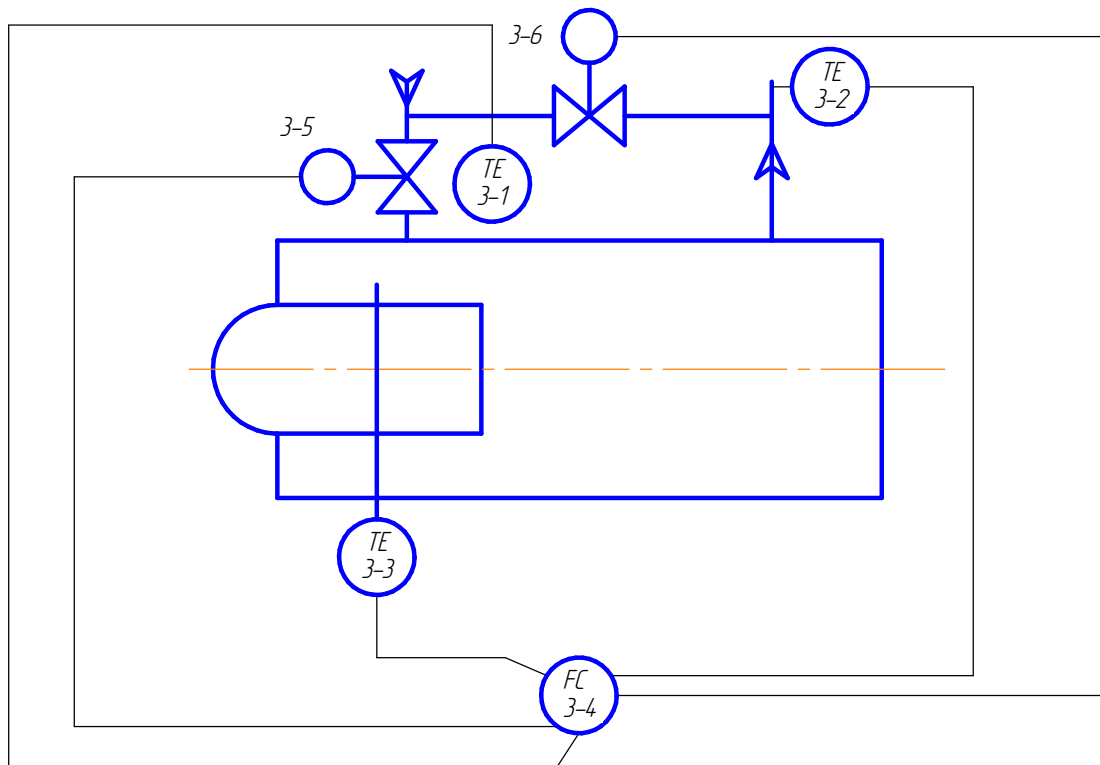


Рисунок В.2.1. – САР температури прямої води

3-1 – датчик температури води на вході в ГПД; 3-2 – датчик температури води на виході з ГПД; 3-3 – датчик температури димових газів; 3-4 – регулятор витрати; 3-5, 3-6 – приводи вентилів.

В.2.5 Засоби автоматизації

Як зазначалось вище, в якості головного регулятора використовуємо контролери серії 7300 (7400) .

Контролери серії 7300 (7400), надають можливість автоматичного запуску / зупинки по зовнішньому сигналу, автоматичного введення резерву (АВР).

Технічні характеристики:

- 9 входів і 8 вільно програмованих дискретних виходів,
- можливість роботи з аналоговими (резистивним) датчиками температури, тиску, рівня палива (охолоджуючої рідини),
- можливість зв'язку з блоком управління двигуном шиною CAN,
- реєстрація до 250 подій в пам'ять модуля,
- PLC логіка,
- захист доступу паролями 3-х рівнів,
- планувальник завдань,

- безкоштовна SCADA програма для установки на ПК диспетчерського поста.
- порти: RS232 (ModBus RTU), RS485 (ModBus RTU), CAN (J1939), Ethernet (при використанні інтерфейсного модуля DSE865), USB, DSE Net (для підключення модулів розширення і віддаленого моніторингу).

Контролери, також здійснюють автоматичну синхронізацію і розподіл навантаження між блоки живлення або блоки живлення і мережею. Даний режим роботи застосовується на багатоагрегатних електростанціях з метою підвищення якості електропостачання споживача (відсутність відключень, стабільне значення напруги) і зниження витрат. На практиці синхронізація з мережею буває необхідна в разі епізодичного або постійного перевищення потужності навантаження над виділеної потужністю мережі, а також для перекладу навантаження з мережі на блоки живлення і назад без перебою подачі електроенергії споживачу в разі планового відключення електроживлення, в останньому випадку синхронізація з мережею проводиться лише на момент передачі навантаження.

До переваг систем паралельної роботи з декількома малопотужними блоки живлення перед агрегатами великої одиничної потужності варто віднести:

1. Автоматичне регулювання числа працюючих електроагрегатів при добових (сезонних) зміни споживаної електроенергії для оптимізації навантаження кожного окремого агрегату, зниження напруження і економії палива.
2. Зручність проведення регламентних робіт, коли в години малого споживання електроагрегат потребує обслуговуванні виводиться з експлуатації без перерви електропостачання споживача.
3. Висока варіативність, при необхідності використання в одній енергосистемі різномісних і різномощних електроагрегатів, досягається завдяки досконалії системі управління дизельними і газопоршневими електростанціями.
4. Мінімізація комутованих струмів при включенні / відключенні електроагрегатів на загальну шину (Gen Bus) у випадках зміни споживаної потужності [7].

Додаткові переваги контролерів серії DSE:

- порт USB (A) для підключення зовнішньої Flash пам'яті,
- порт Ethernet вбудований в панель,
- 11 входів і 8 вільно програмованих дискретних виходів,
- можливість використання модуля DSE8003 (з 7 дюймовим кольоровим рідкокристалічним сенсорним дисплеєм) для віддаленого моніторингу та управління групою електроагрегатів.

В якості датчиків температури слугують термометри опору. Датчики ОВЕН ДТС3xxx призначені для роботи з контролерами ОВЕН ПЛК, з приладами ОВЕН

TRM133, TRM148, TRM151, MVA8, а також сумісні з контролерами інших виробників [8].

Повна взаємозамінність з найбільш поширеними зарубіжними моделями.

Чутливий елемент - Pt1000, Pt500, Pt100 або 50M.

В.3 Величини, які підлягають контролю та сигналізації

Контролю підлягають ті параметри, за значеннями яких здійснюється оперативне управління технологічним процесом, а також його пуск і зупинка. До таких параметрів належать усі режимні і вихідні параметри, а також вхідні параметри, при зміні яких в об'єкт будуть надходити збурення. Обов'язковому контролю підлягають параметри, значення яких регламентуються технологічною картою.

Контролю підлягають усі параметри, що регулюються:

- витрата води через утилізатор ГПД;
- температура води через утилізатор ГПД;
- концентрація кисню в димових газах;
- температури охолодної води;
- температура води в колекторі.

Крім параметрів, що регулюються, контролю підлягають наступні:

- витрата палива;
- тиск води на вході і виході з теплообмінника ГПД;
- витрата води в колекторі і витрата води через теплообмінник ГПД;
- температура димових газів за утилізатором.

Контроль витрати палива та витрати води необхідний для розрахунку техніко-економічних показників.

Контроль тиску води необхідний для того, щоб визначити, чи є витрата води через теплообмінник. При зменшенні витрати тиск знижується. При підвищенні розрідження в газозоді буде великий присос зовнішнього повітря через всякого роду нещільності в корпусі. Це погіршить умови теплопередачі, знизиться продуктивність за рахунок підвищеної втрати з відхідними газами. Тому необхідний контроль розрідження перед димососом.

Сигналізації підлягають усі параметри, зміни яких можуть призвести до аварії, нещасних випадків або серйозного порушення технологічного режиму. До них відносяться:

- підвищення температури води за ГПД;
- зниження тиску води у трубопроводах;
- підвищення температури охолодної води;
- зниження витрати палива;

- підвищення кисню в димових газах.

Оперативний технологічний персонал при оповіщенні його пристроями сигналізації про небажані явища повинен вжити відповідних заходів щодо їх ліквідації. Якщо ці заходи виявляться неефективними і параметр, що характеризує стан об'єкту досягне аварійного значення, повинні спрацювати системи протиаварійного захисту, які автоматично за заданою програмою перерозподіляють матеріальні та енергетичні потоки, включають і відключають апарати об'єкта з метою запобігання вибуху, аварії, нещасного випадку, випуску великої кількості браку.

ГПД підлягає захисту при відхиленні наступних параметрів:

- підвищення температури води за ГПД;
- підвищення або зниження тиску води за ГПД;
- підвищення температури охолодної води ГПД;
- підвищення тиску води;
- поломка двигуна.

Захист полягає в автоматичному припиненні подачі палива при відхиленні будь-якого з перерахованих вище параметрів.

В.4 Розрахунок регулюючого органу

В.4.1 Характеристика регулюючих органів

Для транспортування рідин і газів у технологічних процесах застосовують, як правило, напірні трубопроводи. У них потік рухається за рахунок тиску, створюваного насосами (для рідин) або компресорами (для газів). Вибір необхідного насоса або компресора проводиться за двома параметрами: максимальною продуктивністю і необхідним тиском.

Зміна витрати рідини чи газу за рахунок дроселювання є основним керуючим впливом в системі автоматичного регулювання .

Основний статичною характеристикою регулюючого органу є залежність витрати через нього від ступеня відкриття:

$$q = f(h), \quad (B.1)$$

де $q = Q / Q_{\max}$ – відносна витрата;

$h = H / H_{\max}$ – відносний хід затвора регулюючого органу.

Ця залежність називається видатковою характеристикою регулюючого органу. Оскільки регулюючий орган є частиною трубопровідної мережі, що включає в себе ділянки трубопроводу, вентилі, повороти і вигини труб, висхідні та низхід-

ні ділянки, його видаткова характеристика відображає фактично поведінку гідравлічної системи «регулюючий орган + мережа». Тому витратні характеристики двох однакових регулюючих органів, встановлених на трубопроводах різної довжини, будуть суттєво відрізнятися між собою.

Характеристика регулюючого органу, яка не залежить від його зовнішніх з'єднань – це «пропускна характеристика». Ця залежність відносної пропускної здатності регулюючого органу від його відносного відкриття h [9].

Іншими показниками для вибору регулюючого органу є: діаметр його приєднувальних фланців d_y , максимально допустимий тиск P_y , температура t і властивості речовини. Індекс «у» вказує на умовне значення показників, що пояснюється неможливістю забезпечити їх точне дотримання для серійних регулюючих органів. Оскільки видаткова характеристика регулюючого органу залежить від гідравлічного опору трубопровідної мережі, в якій він встановлений, необхідно мати можливість коригувати цю характеристику. Регулюючі органи, що допускають можливість такого коригування, – «регулюючі клапани». Вони мають суцільні або пустотілі циліндричні плунжери, що допускають зміну профілю для отримання необхідної видаткової характеристики.

В.4.2 Розрахунок шиберів повітряного тракту

Метод розрахунку регулюючого органу (шиберу) для повітря є підтвердженим практикою наближеним методом.

За допомогою даної методики можливий спрощений розрахунок клапана для стандартних умов експлуатації.

Типові листи фірми SAMSON для регуляторів прямої дії і для регулюючих клапанів містять необхідні для цього дані про номінальний діаметр, номінальний тиск і значення умовної пропускної здатності K_{vs} .

Точний розрахунок регуляторів прямої дії і регулюючих клапанів проводиться по DIN EN 60534. В більшості випадків застосування нижченаведених формул за приписами VDI / VDE (союзу німецьких інженерів / союзу німецьких електротехніків) 2173 забезпечує достатню точність.

Для розрахунку значень гідродинамічного параметра клапана K_v повинні бути відомі наведені робочі параметри:

- p_1 тиск перед клапаном, бар;
- p_2 тиск після клапана, бар;
- Δp перепад тиску (різниця тисків – $p_1 - p_2$), бар;
- H хід, мм;
- V об'ємна витрата, м³/год;
- W масова витрата, кг/год;

- ρ щільність (загальна), $\text{кг}/\text{м}^3$;
- ρ_1 щільність перед клапаном (для газів і пари), $\text{кг}/\text{м}^3$;
- t_1 температура перед клапаном, $^{\circ}\text{C}$.

Всі наведені тиску ϵ – якщо не вказано іншого – ϵ абсолютними тисками в барах.

Типові параметри

Номинальний хід. Для кожної серії регулюючих клапанів вказується повний робочий хід H_{100} , при досягненні якого клапан вважається повністю відкритим.

Параметр K_v . Під параметром K_v розуміється витрата V (Об'ємний потік) води в $\text{м}^3/\text{год}$ при температурі $5-30^{\circ}\text{C}$, який при перепаді тиску $P = P_1 - P_2 = 1$ бар, проходить через регулюючий клапан при заданому ході H .

Параметр K_{vs} . Для характеристики типів клапанів (Конструктивних серій) вказується умовна пропускну здатність K_{vs} , яка представляє собою вказане значення K_v при номінальному ході H_{100} клапана.

Параметр K_{v100} . Параметр клапана K_v при номінальному ході H_{100} називається K_{v100} . Він не може відхилитися від зазначеного параметра K_{vs} більш ніж на $\pm 10\%$.

Для характеристики роботи клапану вводиться поняття коефіцієнта надійності

$$S = \frac{K_{vs}}{K_v}, \quad (\text{B.2})$$

де K_{vs} – значення K_{vs} клапана; K_v – розрахункове значення K_v .

Для регуляторів прямої дії: $S \approx 1,3-5$.

Для сухого повітря виведено наступне рівняння для масової витрати

$$W = 15,3 \cdot m \cdot K_v \cdot \sqrt{P_1 \cdot \rho_1} \quad (\text{B.3})$$

Рівняння (4.3) можна записати в наступному вигляді:

$$W = m \cdot K_v \cdot Z \quad (\text{B.4})$$

$$K_v = W / (m \cdot Z) \quad (\text{B.5})$$

де P_1, P_2 – тиск середовища; W – масова витрата, $\text{кг}/\text{год}$; K_v – коефіцієнт витрати, $\text{м}^3/\text{год}$; ρ – густина середовища, $\text{кг}/\text{м}^3$; m – коефіцієнт перепаду тиску; Z – коефіцієнт стиснення.

Вхідні дані для розрахунку шиберів після нагнітальних вентиляторів свіжого повітря:

- температура повітря $t_{\text{п}} = 15 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- тиск перед та після шибера 170 кПа та 165 кПа відповідно;
- густина повітря $\rho = 1,2 \text{ кг/м}^3$;
- масова витрата 63680 кг/год.

Співвідношення тисків

$$\frac{P_1}{P_2} \tag{B.6}$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{160}{170} = 0,94$$

Із таблиці В.3 та В.4 (рисунок В.5.1) визначаємо коефіцієнти: $m = 0,44$; $Z = 3,3$.

$$K_v = 63680 / (0,44 \cdot 3,3) = 43857 \text{ (м}^3 \text{ / год)}.$$

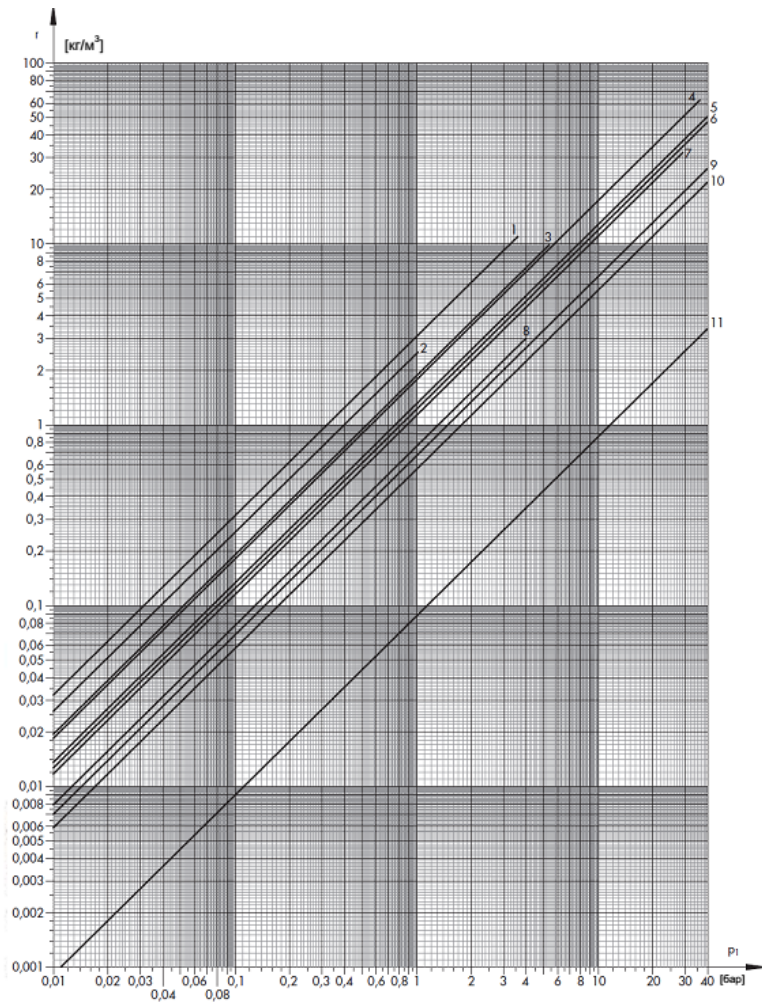


Рисунок В.5.1 – Діаграма густини ρ , відповідно p_1 газу в залежності від тиску

1 – хлор; 2 – бутан; 3 – пропан; 4 – двоокис вуглецю; 5 – повітря; 6 – азот; 7 – ацетилен; 8 – аміак; 9 – метан; 10 – міський газ; 11 – водень

Отже, для повітропроводів свіжого повітря на нагнітальній лінії вентиляторів вибираємо шибер з електроприводом типу Bernard VG3400-B04MM00 Tecofi із діаметром умовного проходу 800 мм із стандартним коефіцієнтом витрати $K_v = 58200 \text{ м}^3/\text{год}$, що більший за розрахунковий. Отже шибер вибрано правильно [10].

В.4.3 Розрахунок шиберів газового тракту

Дані для розрахунку шиберу перед теплообмінником на газовій лінії:

- температура газів $t_{\text{г}} = 300 \text{ }^\circ\text{C}$;
- тиск перед та після шибера 180 кПа та 165 кПа відповідно;
- густина повітря $\rho = 0,748 \text{ кг/м}^3$;
- масова витрата суміші газів 38,42 кг/с.

Співвідношення тисків за 4.6

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{165}{180} = 0,92$$

Із даблиці В.3 та В.4 [9] (рисунок В.4.2, В.4.3) визначаємо коефіцієнти: $m = 0,62$; $Z = 3,4$.

$$Kv = 38,42 \cdot 3600 / (0,62 \cdot 3,4) = 65613 (\text{м}^3 / \text{год}).$$

Соотношение давлений p2/p1	0,527	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	0,99
Кoeffициент перепада давления m	1	0,982	0,978	0,935	0,884	0,818	0,730	0,623	0,448	0,207

Рисунок В.4.2 – Коефіцієнт перепаду тиску

Кoeffициент сжимаемости Z p1, бар	Сухой воздух при следующих температурах							
	0°C	20°C	50°C	100°C	150°C	200°C	250°C	300°C
0,1	1,71	1,65	1,57	1,47	1,38	1,30	1,24	1,18
0,2	3,42	3,30	3,15	2,93	2,77	2,60	2,47	2,31
0,3	5,13	4,96	4,74	4,39	4,13	3,89	3,71	3,55
0,4	6,84	6,61	6,29	5,85	5,50	5,20	4,95	4,72
0,5	8,55	8,26	7,87	7,32	6,88	6,50	6,18	5,92
0,6	10,26	9,90	9,42	8,79	8,24	7,79	7,42	7,09
0,7	11,97	11,56	11,00	10,22	9,61	9,09	8,64	8,27
0,8	13,68	13,22	12,58	11,72	11,00	10,40	9,79	9,45
0,9	15,40	14,86	14,15	13,18	12,36	11,69	11,12	10,62
1,0	17,10	16,50	15,72	14,65	13,75	13,00	12,35	11,81
1,1	18,83	18,15	17,30	16,07	15,10	14,32	13,60	13,00
1,2	20,50	19,80	18,20	17,52	16,50	15,60	14,70	14,12
1,3	22,10	21,42	20,45	18,25	17,85	16,90	16,09	15,35
1,4	24,00	23,10	22,00	10,70	19,25	18,19	17,30	16,55
1,5	25,65	24,75	23,60	21,68	20,06	19,46	18,55	17,70
1,6	27,30	26,40	25,15	23,35	21,95	20,80	19,78	18,88
1,7	29,10	28,10	26,70	24,80	23,40	22,05	20,90	20,10
1,8	30,80	29,70	28,30	26,35	24,75	23,35	22,25	21,20
1,9	32,25	30,25	29,60	27,55	26,15	24,65	23,50	22,50
2,0	34,20	33,00	31,45	29,27	27,70	25,95	24,70	23,10

Рисунок В.5.4 – Коефіцієнт стискування

Отже, для газоходів перед теплообмінником вибираємо шибер з електроприводом типу Bernard VG3400-B04MM00 Tescofi із діаметром умовного проходу 1000 мм із стандартним $Kv = 77600 \text{ м}^3/\text{год}$, що більше за розрахункове, отже шибер вибрано правильно [10].

Висновки

В даній частині МКР було проведено розробку автоматизації газопоршневої установки із утилізатором теплоти відхідних газів. Була розроблена система автоматичного контролю і регулювання потужності по відпущеній електричній енергії, економічності ГПД, температури прямої мережної води, також описана робота електричних схем імпульсної сигналізації і захисту установки ГПД. Проведено

розрахунки автоматичних пристроїв. В роботі були використані методи і засоби автоматики для перетворення неавтоматичних процесів в автоматичні.

Розроблено функціональну схему автоматизації газопоршневого двигуна яка представлена у графічній частині МКР.

Додаток Г

ТЕХНОЛОГІЯ МОНТАЖУ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ ТЕПЛОНАСОСНОЇ УСТАНОВКИ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ

Г.1 Розрахунок трубопроводів

Г.1.1 Розрахунок трубопроводів для опалювального контуру

В тепловій схемі для прокладання трубопроводів використовуємо сталеві труби.

Діаметр трубопроводу в контурі від утилізатора димових газів до пластинчастого теплообмінника

$$d_{\text{ут.дг.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{ут.дг.}}}{\pi \cdot \omega \cdot \rho_{\text{в}}}}, \quad (\text{Г.1})$$

де ω – швидкість теплоносія в трубопроводі, приймаємо $\omega=2$ м/с;

ρ – густина теплоносія в трубопроводі, кг/м^3 .

$$d_{\text{ут.дг.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 88,7}{3,14 \cdot 2 \cdot 999,8}} = 0,238 \text{ (м)}.$$

Приймаємо трубопровід стандартного діаметру $d = 273 \times 5$ мм ($d_y = 250$ мм).

Діаметр трубопроводу в контурі від теплообмінника до утилізатора відхідних газів

$$d_{\text{то.ут.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{то.ут.}}}{\pi \cdot \omega \cdot \rho_{\text{в}}}}, \quad (\text{Г.2})$$

$$d_{\text{то.ут.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 88,7}{3,14 \cdot 2 \cdot 999,8}} = 0,238 \text{ (м)}.$$

Приймаємо трубопровід стандартного діаметру $d = 273 \times 5$ мм ($d_y = 240$ мм).

Діаметр труб в контурі від випарника до теплообмінника

$$d_{\text{вип.то.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{вип.}}}{\pi \cdot \omega \cdot \rho_{\text{в}}}}, \quad (\text{Г.3})$$

$$d_{\text{вип.то.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 16,43}{3,14 \cdot 2 \cdot 999,8}} = 0,102 \text{ (м)}.$$

Приймаємо трубопровід стандартного діаметру $d = 108 \times 4$ мм ($d_y = 100$ мм).

Діаметр труб в контурі від теплообмінника до випарника

$$d_{\text{то.вип.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{то.}}}{\pi \cdot \omega \cdot \rho_{\text{в}}}}, \quad (\text{Г.4})$$

$$d_{\text{то.вип.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 16,43}{3,14 \cdot 2 \cdot 999,8}} = 0,102 \text{ (м)}.$$

Приймаємо трубопровід стандартного діаметру $d = 108 \times 4$ мм ($d_y = 100$ мм).

Діаметр трубопроводу в контурі від теплової мережі до конденсатора

$$d_{\text{мв}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{мв}}}{\pi \cdot \omega \cdot \rho_{\text{в}}}}, \quad (\text{Г.5})$$

$$d_{\text{мв}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 15,16}{3,14 \cdot 2 \cdot 999,8}} = 0,098 \text{ (м)}.$$

Приймаємо трубопровід стандартного діаметру $d=108 \times 4$ мм ($d_y = 100$ мм).

Діаметр трубопроводу в контурі від конденсатора до споживача

$$d_{\text{к}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{к}}}{\pi \cdot \omega \cdot \rho_{\text{в}}}}, \quad (\text{Г.6})$$

$$d_{\text{к}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 15,16}{3,14 \cdot 2 \cdot 999,8}} = 0,098 \text{ (м)}.$$

Приймаємо трубопровід стандартного діаметру $d=108 \times 4$ мм ($d_y = 95$ мм).

Г.2 Розрахунок і підбір допоміжного обладнання

Г.2.1 Підбір насосного обладнання

Мережні насоси призначені для забезпечення циркуляції теплоносія в тепловій мережі. Їх подача визначається за максимальною масовою витратою мережної води.

Витрата в контурі мережа–конденсатор

$$V_{\text{мн}} = \frac{(1,1 \dots 1,2) \cdot G_{\text{мв}} \cdot 3600}{\rho_{\text{мв}}}, \quad (\text{Г.7})$$

де ρ – густина мережної води на вході в мережний насос, кг/м^3 ;

$G_{\text{мв}}$ – витрата мережної води, кг/с .

$$V_{\text{мн}} = \frac{1,1 \cdot 26,66 \cdot 3600}{992,2} = 106,4 \text{ (м}^3\text{/год.)}$$

Вибираємо два насоси марки DAB CM-GE 100-660. Насос циркуляційний розрахований на максимальну витрату – 114 м³/ год., максимальний напір – 0,5 МПа, та потужністю електродвигуна 2,2 кВт [14].

Витрата в контурі теплообмінник-випарник

$$V_{\text{мн}} = \frac{1,1 \cdot 16,43 \cdot 3600}{992,2} = 65,57 \text{ (м}^3\text{/год.)}$$

Вибираємо два насоси марки DAB CM-GE 80-2410. Даний насос розрахований на максимальний напір – 0,55 МПа, витрату – 72 м³/ год. та потужністю електродвигуна 5,5 кВт

Г.3 Організаційно-технологічна частина

Г.3.1 Аналіз об'єкта, який підлягає монтажу

Г.3.1.1 Загальна характеристика об'єкта

В даному курсовому проекті розробляється технологія монтажу системи опалення та гарячого водопостачання теплонасосної установки на базі котельні.

З попередніх розрахунків на котельні обрано встановлювати теплові насоси марки, НТ-1000 та НТ-3000. Джерелом для роботи теплового насоса може бути будь-яка проточна вода з низькотемпературною теплотою від +5 до + 40 °С. Технічні характеристики теплових насосів наведені в таблиці Г.3.1.

Таблиця Г.3.1 – Технічні характеристики теплових насосів

Тип теплового насосу	Теплопродуктивність, min/max, кВт	Виконання	Розміри (довжина, ширина, висота), м	Загальна маса, кг
НТ-1000	900/1350	Роздільне	3,8-1,5-2,6	13000
НТ-3000	1800/2800	Роздільне	5,55-1,885-2,93	24000

До цієї категорії «вода-вода» відносять теплові насоси, в яких як низькотемпературне джерело теплоти використовують ґрунтові води з температурою 7 – 12 °С, воду різних систем оборотного водопостачання, воду шахтного водовідливу, а також нейтральні промислові побутові стічні води.

У більшості випадків зазначені водні джерела містять осадкові речовини, тому, внаслідок цього, необхідно між випарником теплового насоса та водяним джерелом встановлювати проміжний циркуляційний контур (рисунок Г.3.1).

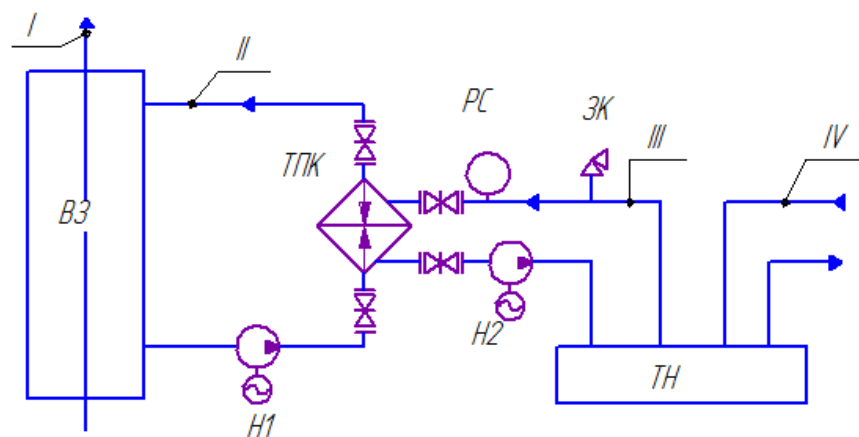


Рисунок Г.3.1 – Принципова схема встановлення водо-водяного теплового насоса з проміжним контуром: ВЗ – проточний водозбірник; ТПК – теплообмінний апарат первинного контуру; Н₁, Н₂ – насоси для водяного джерела та проміжного контуру; РС – розширювальна посудина; ЗК – запобіжний клапан; І – лінія природної циркуляції водяного потоку, що утилізується; ІІ – циркуляційний кон-

тур водяного потоку через ТПК; III – проміжний контур чистої та демінералізованої води; IV – вторинний контур (споживача теплового навантаження)

Г.3.1.2 Вибір приміщення для розміщення теплового насосу

Теплові насоси можна встановити у складних умовах і в тісних приміщеннях. В курсовому проекті обраний варіан встановлення тепло-насосного обладнання в окремому приміщенні, на місці складського приміщення. Дане приміщення має такі розміри, які дозволяють здійснювати належний огляд обладнання та забезпечують достатню кількість повітря для безпечної роботи ТНУ.

Приміщення обладнане зливною системою, системою вентиляції приміщення [3-6].

Утилізатор теплоти відхідних газів розміщуємо в приміщенні котельні.

Для цього обладнання достатньо мінімальних розмірів приміщення. Утилізатор теплоти димових газів розміщуємо безпосередньо поряд з газовими трактами від котлів. Таке розміщення обладнання дозволить зменшити витрати на трубопроводи, а також дозволить проводити обстеження обладнання.

Г.3.1.3 Документація необхідна для монтажу ТНУ

Стадія "Робоча документація" (РД) розробляється для виконання будівельно-монтажних робіт.

В склад РД для будівництва повинні входити:

- робочі креслення, які розробляються у відповідності до вимог нормативних документів
- паспорт оздоблювальних робіт;
- кошторисна документація;
- специфікація обладнання, виробів та матеріалів;
- опитувальні листи і габаритні креслення на відповідні види обладнання та

виробів;

– вихідні вимоги по розробці конструкторської документації на обладнання індивідуального виготовлення.

Об'єм і деталізація робочих креслень повинна бути доведена до мінімально необхідних об'ємів.

При проектуванні об'єктів з особливо складними конструкціями і методами проведення робіт в складі робочої документації розробляються робочі креслення на спеціальні допоміжні споруди та прибудови по додатковому завданню замовника.

Вихідні дані для закордонного обладнання та креслення на обладнання індивідуального виготовлення видаються замовником проектувальнику до початку розробки робочої документації.

Для об'єктів промислового призначення в склад вихідних даних повинні входити також дані про потреби в енергоресурсах, обслуговуючих майданчиках та охороні обладнання.

Робочі креслення, кошторисна документація, специфікація обладнання, виробів та матеріалів, креслення металічних конструкцій, трубопроводів, повітропроводів, а також проектна документація на будівництво об'єктів передаються замовнику в чотирьох екземплярах [3-6].

Г.4 Розрахунок та комплектування основних та допоміжних матеріалів та виробів, складання відомостей

Розрахунок та комплектування основних та допоміжних матеріалів та виробів наведенні у таблиці Г.4.1.

Таблиця Г.4.1 – Відомість витрат матеріалів

№ п.п	Найменування матеріалу	Од. вим.	Кількість	Маса одиниці, кг	Маса, кг
1	2	3	4	5	6
Потреба в основних матеріалах					
1	Труби сталеві електрозварні прямошовні Ø 273 мм	м	96,1	23,05	2215,1
2	Труби сталеві електрозварні прямошовні Ø 108 мм	м	192,1	10,26	1970,9
3	Кран шаровий сталевий фланцевий 11с67п Ø 108 мм	шт	14	29,1	407,4
4	Кран шаровий сталевий фланцевий 11с67п ДУ250 мм	шт	2	53,3	106,6
5	Фільтр сітчастий фланцевий ФС М46ч3фт Ø 108	шт	4	33,86	135,4
6	Клапан зворотний фланцевий 16С13НЖ, ДУ100,РУ1 МПа	шт	4	22,8	91,2
7	Клапан зворотний фланцевий 16С13НЖ, ДУ250,РУ1 МПа	шт	2	46,1	92,2
8	Ізоляційний матеріал для ізоляції труб марки k-flex діаметр 108 мм, товщина 60 мм	м	192,1	0,8	153,7
9	Ізоляційний матеріал для ізоляції труб марки k-flex діаметр 250 мм, товщина 60 мм	м	96,1	1,37	131,6
10	Тепловий насос марки НТ-1000	шт	1	13000	13000
11	Тепловий насос марки НТ-3000	шт	1	24000	24000
12	Газопоршневий двигун-генератор 11ГД100М	шт	1	28000	28000

Продовження табл. Г.4.1

1	2	3	4	5	6
13	КТАН-утилізатор КТАН-2,3УГ	шт	2	3800	7600
14	Циркуляційний насос DAB CM-GE 100-660 (з каталогу)	шт	4	113	425
15	Циркуляційний насос марки DAB CM-GE 80-2410 (з каталогу)	шт	4	170	680
Потреба у допоміжних матеріалах					
Монтаж трубопроводів (група 10)					
	Електроди, діаметр 5 мм, марка E55	т	0,0474		47,4
	Вапно хлорне, марка А	т	0,0015		1,5
	Вода	м ³	87		
	Розчин цементний	м ³	0,0749	500	37,44
	Відводи гнуті, під кутом 90° з спокій- ної сталі, радіус кривизни 1,5 Д.	шт	11	9,89	108,79
					195,14
Монтаж кранів шарових та клапанів зворотних (група 790)					
	Болти з шестигранною головою, ді- аметр різьби 12 мм.	т	0,207		207
	Пластина гумова рулонна, вулканізо- вана	кг	5,1		5,1
					512,1
Установка фільтрів сітчастих фланцевих (грязевики) (група 98)					
	Азбестовий картон загального при- значення, товщиною 2 мм	т	0,012		12
	Електроди, діаметр 4 мм, марка E42	т	0,004		4
	Болти з гайками и шайбами, діа- метр 12 мм	т	0,00408		4,08
	Пароніт	т	0,00016		0,16
	Фланці сталеві плоскі	шт	16	2,85	45,6
					32,924
Установка фланців для кранів та зворотних клапанів (група 16)					
	Електроди, діаметр 4 мм, марка E42	т	0,014		14
	Болти з гайками и шайбами, діа- метр 16 мм	т	0,0364		36,4

Продовження табл. Г.4.1

1	2	3	4	5	6
	Фланці плоскі приварні із сталі ВСтЗсп2	шт	52	2,85	148,2
	Пароніт	т	0,00208		2,08
					200,68
Монтаж ізоляції (група 4, 5)					
	Стрічка стальна пакувальна, м'яка, нормальної точності 0,7х(20-50) мм	т	0,1042		104,2
	Дріт стальний низьковуглецевий різного призначення, діаметр 1,1 мм	т	0,00569		5,69
	Дріт стальний низьковуглецевий різного призначення, діаметр 1,6 мм	т	0,021		21
	Сталь листова оцинкована, товщина 0,8 мм	кг	5,538		5,538
	Пряжки	кг	7,775		7,775
	Гвинти самонарізні оцинковані	т	0,00019		0,19
	Бітуми нефтяні будівельні, марка БМ 70/30	т	1,21		1210
					1354,4
Монтаж насосів (група 218)					
	Поковки із квадратних заготовок, маса 1,8 кг	т	0,0304		30,4
	Електроди, діаметр 4 мм, марка Е55	т	0,007		7
	Круги армовані абразивні відрізні, діаметр 180×3 мм	шт	3,476	0,274	0,95
	Круги армовані абразивні зачисні, діаметр 180×6 мм	шт	1,0332	0,374	0,38
					38,73
Монтаж теплообмінника-утилізатора (група 366)					
	Електроди, діаметр 4 мм, марка 350А	т	0,0063		6,3
	Шпали дерев'яні просочені, І тип, для залізниці широкої колії	шт	6,3	80	404,6
	Металеві прокладки	т	0,038		38
	Скоби будівельні	кг	11,856		11,856
					460,7
Монтаж дизель-генератора (група 366)					
	Масло дизельне моторне М-10ДМ	т	0,96		960
	Паливо дизельне з малосірчистих нафт	т	1,6		1600
	Електроди, діаметр 4 мм, марка 350	т	0,0189		18,9

Продовження табл. Г.4.1

1	2	3	4	5	6
	Прокат широкозмуговий, товщина 10-12 мм, з сталі марки Ст 3сп	т	0,64		640
	Шпали дерев'яні просочені, I тип, для залізниці широкої колії	шт	12,8	80	1024
	Рейки залізничні, тип Р43, зі сталі марки НБ-61	м	8,32	103	856,9
	Вода технічна	т	0,96		960
	Скоби будівельні	кг	32		32
					6091,8
Монтаж теплового насосу (група 77)					
	Гас для технічних цілей, марка КТ-1	т	0,22		220
	Лак бакелітовий ЛБС-4, ЛБС-5	т	0,0042		4,2
	Листи латунні, марка Л85, холоднокатані, товщина 1 мм, розмір 1000×2000 мм	т	0,0047		4,7
	Масло індустріальне І-20А	т	0,0105		10,5
	Поковки із квадратних заготовок, маса 1,8 кг	т	0,482		482
	Дріт свинцевий круглий, Ø11 мм	т	0,0011		1,1
	Електроди, діаметр 4 мм, марка Э50	т	0,0675		67,5
	Круги армовані абразивні відрізні, діаметр 180×3 мм	шт	38,35	0,274	10,5
	Круги армовані абразивні зачисні, діаметр 180×6 мм	шт	11,39	0,374	4,26
	Білила свинцеві	т	0,00058		0,58
	Шпали дерев'яні непросочені, I тип, довжина 2,75 м, для залізниці широкої колії	шт	13	80	1040
	Порошок графітовий	кг	7		7
	Скоби будівельні	кг	13,8		13,8
	Лак спиртовий	т	0,0018		1,8
	Сурик свинцевий	т	0,002		2
					1869,9

Загальна маса всіх вантажів визначається як сума мас основного і допоміжного обланання та всі пристроїв і інструментів .

Загальна маса становить:

$$\Sigma M_{\text{заг.}} = \Sigma M_{\text{осн. обл}} + \Sigma M_{\text{мат}} = 74881,1 + 10756,3 = 85637,4 \text{ (кг).}$$

Г.5 Визначення складу і об'єму робіт. Вибір типів машин, механізмів, пристосувань і конструкцій та визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

Г.5.1 Визначення складу і об'єму робіт.

Склад робіт:

1. Доставка деталей до місця монтажу.
2. Розмітка місць прокладання трубопроводу.
3. Монтаж теплового насосу марки НТ-1000.
4. Монтаж теплового насосу марки НТ-3000.
5. Монтаж газопоршневого двигуна-генератора марки 11ГД100М.
6. Монтаж КТАН-утилізатора марки КТАН-2,3УГ.
7. Прокладання трубопроводів діаметром 273 мм.
8. Прокладання трубопроводів діаметром 108 мм.
9. Встановлення запірно-регулюючої арматури \varnothing 273 мм.
10. Встановлення запірно-регулюючої арматури \varnothing 108 мм.
11. Встановлення фільтрів для очищення води.
12. Встановлення зворотнього клапана \varnothing 273 мм.
13. Встановлення зворотнього клапана \varnothing 108 мм.
14. Монтаж циркуляційних насосів марки IWT DPLHS 6 - 200.
15. Монтаж циркуляційних насосів марки IWT DPVF 65 - 60.
16. Випробування трубопроводів.
17. Ізоляція трубопроводів діаметром 273 мм.
18. Ізоляція трубопроводів діаметром 108 мм.
19. Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію.

Об'єм робіт:

1. Доставка деталей до місця монтажу. Одиниці вимірювання в тонах. Загальна вага усіх деталей 85637,4 кг (85,64 т). Приймаємо об'єм $V=85,64$ т.
2. Розмітка місць прокладання трубопроводу. Одиниці вимірювання 100 м. Довжина всієї мережі трубопроводу складає $L=288,2$ м. Приймаємо $V = 2,88$ м.
3. Монтаж теплового насосу марки НТ-3000. Одиниці вимірювання в штуках. Отже, приймаємо $V=1$ шт.
4. Монтаж теплового насосу марки НТ-1000. Одиниці вимірювання в штуках. Отже, приймаємо $V=1$ шт.

5. Монтаж газопоршневого двигуна-генератора марки 11ГД100М. Одиниці вимірювання в тоннах. Отже, приймаємо $V=28$ т.
6. Монтаж КТАН-утилізатора марки КТАН-2,3УГ. Одиниці вимірювання в тоннах. Отже, приймаємо $V=7,6$ т.
7. Прокладання трубопроводів діаметром 273 мм. Одиниці вимірювання 100 м. Довжина труб з діаметром 273 мм складає 96 м, отже, приймаємо $V=0,96$ м.
8. Прокладання трубопроводів діаметром 108 мм. Одиниці вимірювання 100 м. Довжина труб з діаметром 108 мм складає 192,1 м, отже, приймаємо $V=1,92$.
9. Встановлення запірно-регулюючої арматури \varnothing 273 мм. Одиниці вимірювання 100 шт. Кількість 2 шт. Отже, об'єм становить $V=0,02$.
10. Встановлення запірно-регулюючої арматури \varnothing 108 мм. Одиниці вимірювання 10 шт. Кількість 14 шт. Отже, об'єм становить $V=1,4$.
11. Встановлення фільтрів для очищення води. Одиниці вимірювання в штуках. Кількість 4 шт, отже, об'єм буде становити $V=4$ шт.
12. Встановлення зворотнього клапана \varnothing 273 мм. Одиниці вимірювання 10 шт. Кількість 2 шт. Отже, об'єм становить $V=0,2$.
13. Встановлення зворотнього клапана \varnothing 108 мм. Одиниці вимірювання 100 шт. Кількість 4 шт. Отже, об'єм становить $V=0,07$.
14. Монтаж циркуляційних насосів марки DAB CM-GE 100-660. Одиниці вимірювання в штуках. Отже, приймаємо $V=4$ шт.
15. Монтаж циркуляційних насосів марки DAB CM-GE 80-2410. Одиниці вимірювання в штуках. Отже, приймаємо $V=4$ шт.
16. Випробування трубопроводів. Одиниці вимірювання 100 м. Об'єм приймається як загальна довжина зворотних та подавальних трубопроводів і становить $V=2,88$ м.
17. Ізоляція трубопроводів діаметром 108 мм. Одиниця виміру 10 м. Загальна довжина трубопроводів, які ізолюють 192,1 м. $V = 19,21$ м.
18. Ізоляція трубопроводів діаметром 108 мм. Одиниця виміру 10 м. Загальна довжина трубопроводів, які ізолюють 96,1 м. $V = 9,61$ м.
19. Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію. Одиниці вимірювання в метрах. Загальна довжина зворотних та подавальних трубопроводів становить: 288,2 м. Отже, $V= 288,2$ м.

Г.5.2 Вибір і обґрунтування методів виконання робіт, типів машин, механізмів, пристосувань і конструкцій

Трубопроводами називаються пристрої, які використовуються для транспо-

ртування рідких, газоподібних і сипучих речовин. Трубопроводи складаються з щільно з'єднаних між собою прямих ділянок труб, деталей, запірно-регулюючої арматури, контрольно-вимірювальних приладів, засобів автоматики, опор і підвісок, кріплення, прокладок і ущільнень, а також матеріалів, застосовуваних для теплової і антикорозійної ізоляції.

До технологічних трубопроводах відносяться всі трубопроводи промислових підприємств, за якими транспортуються: сировина, напівфабрикати та готові продукти; пар, вода, паливо, реагенти; відходи виробництва та ін.

Технологічні трубопроводи працюють у складних умовах. У процесі роботи окремі частини трубопроводу знаходяться під тиском продукту, що тран-

спортується, яке може бути від 0,01 до 2500 кгс/см² і вище, під впливом температур в межах від -170 до +700 °С і більше, під постійним навантаженням від маси труб і деталей, навантажень теплового подовження, вібраційних, вітрових та тиску ґрунту [17].

Крім того, в елементах трубопроводу можуть виникати періодичні навантаження від нерівномірного нагріву, заземлення рухомих опор і надмірного тертя в них.

Складність виготовлення та монтажу технологічних трубопроводів визначається:

- характером і ступенем агресивності продуктів, що транспортуються (вода, нафта, пар, газ, спирти, кислоти, луги та ін.);
- конфігурацією об'язки апаратів та обладнання, великою кількістю роз'ємних та нероз'ємних з'єднань, трубопроводів, компенсаторів, контрольно-вимірювальних приладів, засобів автоматики і опорних конструкцій;
- розташуванням трубопроводів у траншеях, каналах, лотках, на стійках, естакадах, етажерках, на технологічному обладнанні, а також на різних висотах і часто в умовах, незручних для виробництва робіт.

За територіальною ознакою технологічні трубопроводи поділяють на внутрішньоцехові, що з'єднують окремі апарати і машини в межах однієї технологічної установки або цеху і розміщені всередині будинку або на відкритому майданчику, міжцехові, що з'єднують окремі технологічні установки і цехи.

Успішне і якісне виконання монтажних робіт залежить від своєчасної підготовки виробництва. При монтажі трубопроводів необхідно суворо дотримуватися технічних умов і правил провадження робіт, деталей і вузлів трубопроводів, арматури та інших матеріалів.

Труби, деталі, конструкції та обладнання завозяться централізовано авто-

машиною «ТОНАР 45252». Оскільки загальна вага усіх деталей становить 85,64 т, то доставка деталей та обладнання до місця монтажу проводиться за 3 рази. Технічні характеристики автомашини наведені в таблиці Г.5.1 [28].

Таблиця Г.4.1 – Технічні характеристики ТОНАР 45252 [28]

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Повна маса	кг	63000
Вантажопідйомність	кг	40000
Габарити: Довжина Ширина Висота	м	9,74 3,95 3,7
Двигун		QSK19 - C600

Витрата пального для доставки матеріалів та виробів:

- відстань 300 (км);
- кількість ходок $n=3$;
- витрата пального $Q=39$ (л/100км).

Необхідна кількість пального для доставки труб визначається за формулою

$$Q_{\text{п}}=Q \cdot 2 \cdot n \cdot l, \quad (\text{Г.9})$$

$$Q_{\text{п}} = 0,39 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 300 = 702 \text{ л.}$$

Для встановлення обладнання використовуємо автокран КАМАЗ КС-5572 [28] технічна характеристика якого наведена в таблиці Г.5.2.

Таблиця Г.5.2 – Технічна характеристика автокрана КАМАЗ КС-5572

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Вантажопідйомність	т	32
Виліт стріли	м	27
Колія коліс: передніх задніх	м	2,5 1,95

Маса	т	20
------	---	----

Для зварювання стиків трубопроводу використовується зварювальний напівавтомат інверторного типу KIND MIG-300 [19]. Його характеристики вказані в таблиці Г.5.3.

Таблиця Г.5.3 – Технічні характеристики зварювального напівавтомату інверторного типу KIND MIG-300

Величина	Одиниця виміру	Значення
Номінальна напруга мережі	В	380
Номінальний зварювальний струм	А	250
Діаметр зварювальної проволочки	мм	0,8-1,4
Споживана потужність	кВт	6,4
Діаметр касети з проволочкою	мм	300
Маса	кг	25

В зв'язку з тим, що ми отримуємо фасонні частини трубопроводів в готовому вигляді, то ми маємо потребу тільки в монтажних інструментах.

Таблиця Г.5.4 – Набір інструментів та пристосувань для монтажників системи трубопроводів

Найменування	ГОСТ, марка	Кількість, шт.	Загальна маса, кг
1	2	3	4
Ключ гайковий двохсторонній М17х19мм, М19х22 мм	ГОСТ2839-80	6	0,9
Плоскогубці комбіновані	ГОСТ 5547-75	6	1,6
Викрутки	ГОСТ 5423 - 79	6	0,31
Молоток слюсарний	ГОСТ 2310-77	6	1,8
Зубило слюсарне довжиною 0,2 м	ГОСТ 7211-72	6	2,1

Продовження таблиці 5.4

Стрічка вимірювальна, 20 м	ГОСТ 7502 - 61	6	0,12
Молоток гумовий		6	1,9
Рівень металевий	ГОСТ 7948-80	2	0,22
Висок	ГОСТ 7948-80	2	0,2
Ящик переносний для інструменту		12	3,2
Всього:			11,75

Витрати допоміжних матеріалів зводимо в таблицю Г.5.5.

Таблиця Г.5.5 - Витрати допоміжних матеріалів на монтаж теплотехнічної частини

Допоміжні матеріали	Одиниця виміру	Витрати матеріалів		
		Шифр	Вага	Об'єм
Прокладки гумові	кг	111-1746	5,45	-
Прокладка з пароніта, ПМБТ,	шт/кг		15/0,04	-
				$\Sigma=6,05$

Загальна маса всіх інструментів і пристосувань складає:

$$\Sigma_{\text{інст.}}=25+11,75+6,05=29,8 \text{ (кг)}$$

Г.5.3 Прокладання надземних трубопроводів

Надземні трубопроводи монтують укрупненими блоками або секціями.

Монтаж міжцехових трубопроводів окремими трубами допускається тільки в тих випадках, коли при установці додаткових ліній на діючих естакадах, розширенні або реконструкції промислових об'єктів.

По виду укрупнення блоки можуть бути з будівельних конструкцій, трубопровідні та комбіновані.

Вибір виду блоку і ступеня його укрупнення визначається в залежності від конструктивних рішень естакад, кількості та розташування трубопроводів, їх діаметрів, наявності вантажопідйомних механізмів і транспортних засобів, а також місцевих умов виконання робіт.

Зазвичай монтаж проводять трубопровідними і комбінованими блоками.

Укрупнювальну збірку блоків проводять на складальних майданчиках стаціонарних або мобільних, які розташовують у зоні дії монтажного крана.

Майданчики для збирання трубопровідних блоків довжиною до 60 м, прокладаються по металевій фермовій естакаді. Трубопровідні блоки збирають в такій послідовності: вантажать, транспортують і розвантажують арматуру, деталі, вузли та секції; встановлюють стелажі або стенди, підготовляють кромки секцій під зварювання; стропують секції, піднімають і укладають секції на стелажі; збирають і зварюють стики, контролюють якість зварних з'єднань; розмічають місця встановлення опор і закріплюють опори; контролюють якість, маркують і приймають блоки. В окремих випадках забарвлюють блоки і теплоізоляцію із захис-

ним покриттям (якщо це передбачено проектом).

Комбіновані блоки металевих фермових естакад збирають наступним чином: вантажать, транспортують і розвантажують укрупнені елементи будівельних конструкцій і трубопроводів; збирають трубопровідні блоки; розкладають і фіксують нижні балки; встановлюють ферми і верхні стійки, кріплять «ялинки»; укладають і тимчасово закріплюють трубопровідні блоки, що розміщуються усередині контуру поперечного перерізу; встановлюють верхні балки, напівбалки і зв'язку верхнього поясу; укладають і тимчасово закріплюють температурні блоки, що розміщуються поза контуром поперечного перерізу, влаштовують інвентарні навісні риштування; підготовляють блоки до транспортування, встановлюють елементи жорсткості, маркують і приймають блоки.

До монтажних робіт з прокладання надземних міжцехових трубопроводів на окремо стоячих опорах або естакадах приступають тільки після отримання від будівельної організації актів про повну відповідність опорних конструкцій проекту та технічним умовам, а також перевірки фактичного виконання цих робіт представниками монтажних організацій.

Необхідно перевірити готовність будівельних конструкцій стійок естакад і прогонових будов (для трубопровідних блоків) під монтаж і скласти виконавчу схему, що враховує відхилення відміток і положення в плані опорних конструкцій естакади.

При прокладці трубопроводів, розташованих всередині контуру поперечного перерізу естакади, трубопровідні блоки в залежності від типів естакад можна монтувати декількома методами:

- шляхи попереднього укладання блоків всередину контуру поперечного перерізу естакади до установки конструкцій верхнього ярусу (для збірних залізобетонних двоярусних естакад балкового типу);
- заведенням трубопровідних блоків у відкритий торець естакади (для всіх типів естакад);
- заведенням блоків всередину контуру через спеціально передбачений для цього отвір в площині верхнього пояса естакади (для металевих естакад фермового типу).

Монтаж конструкцій прогонових будов естакади починають від нерухокої (анкерної) стійки і ведуть в обидва боки від неї.

На двоярусних естакадах траверси і зв'язку по верхньому поясу встановлюють після монтажу трубопроводів на нижньому поясі естакади та укладання на ньому трубопроводів, що підвішуються до верхнього поясу, якщо це допускається

конструкцією естакади.

Додаткові лінії трубопроводів на діючих естакадах зазвичай прокладають окремими трубами. Труби піднімають краном і з допомогою трактора або лебідок і відвідних блоків протягують всередину естакади.

Монтаж міжцехових трубопроводів блоками та секціями дозволяє механізувати 80-85% заготівельних, складально-зварювальних, ізоляційних і монтажних робіт і значно підвищити якість і продуктивність праці [18-19].

Г.6 Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

Трудомісткість монтажних робіт визначається за формулою

$$Q = \frac{V \cdot H_{\text{ч}}}{B} \text{ [люд/дні]}, \quad (\text{Г.10})$$

де V – об'єм робіт;

$H_{\text{ч}}$ – норма часу на одиницю виміру, люд/год;

B – кількість годин в зміні, год.

Тривалість монтажних робіт визначається за формулою

$$T = \frac{Q}{n} \text{ [дні]}, \quad (\text{Г.11})$$

де Q – трудомісткість монтажних робіт, люд/дні

n – кількість робітників, люд

Результати розрахунку наведені в таблиці Г.6.1.

Таблиця Г.6.1 – Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

№ роботи	Найменування робіт	Одиниця виміру	Об'єми робіт	Норма часу	Трудомісткість, люд/год	Тривалість днів	Виконавці	
							Кількість	Професійний склад
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Доставка деталей до місця монтажу	т	85,64	3	32,112	5,35	6	робітник 4р.-2 3р.-2 2 водія
2	Розмітка місць прокладання трубопроводів	100 м	2,88	1,3	0,468	0,117	4	Монтажн. 5р.-2, 3р.-2
3	Монтаж теплового насосу НТ-3000	шт	1	1319,5	164,94	16,49	10	Монтажники 3р- 4, 4р-4, 7р-2

Продовження таблиця Г.6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Монтаж теплового насосу НТ-1000	шт	1	833	104,13	10,4	10	Монтажники 3р-4, 4р-4, 7р-2
5	Монтаж двигуна-генератора 11ГД100М	т	28	49	171,5	17,15	10	Монтажники 3р-4, 4р-4, 7р-2
6	Монтаж КТАН-утилізатора	т	7,6	47,6	45,22	15,07	3	Монтажники 5р-1, 4р-1, 3р-1
7	Прокладання трубопроводів діаметром 273 мм	100м	0,96	378,84	45,5	15,15	3	ел.зв. бр.-1, 5р.-1, сл.-сантехнік 4 р.-1,
8	Прокладання трубо-проводів діаметром 108 мм	100м	1,92	118,9	28,54	7,13	4	ел.зв. бр.-1, 5р.-1, сл.-сантехнік 4р.-2
9	Встановлення запірної арматури Ø 273 мм	10 шт	0,2	176	4,4	1,47	3	Монтажники 5р-1, 4р-1, 3р.-1
10	Встановлення запірної арматури Ø 108 мм	10 шт	0,14	64	1,12	0,37	3	Монтажники 5р-1, 4р-1, 3р.-1
11	Встановлення фільтра фланцевого	шт	4	6,75	3,375	0,56	6	Слюсар-сантехнік 3,7 розряду
12	Встановлення зворотнього клапана Ø 273 мм	10 шт	0,2	176	4,4	1,47	3	Монтажники 5р-1, 4р-1, 3р.-1

Продовження таблиця Г.6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	Встановлення зворотнього клапана Ø 108 мм	10 шт	0,4	64	3,2	1,07	3	Монтаж-ники 5р-1, 4р-1, 3р-1
14	Монтаж циркуляційного насоса DAB CM-GE 100-660	шт	4	39,2	19,6	4,9	4	Монтаж-ники 3р-2, 4р-2
15	Монтаж циркуляційного насоса DAB CM-GE 100-660	шт	4	39,2	19,6	4,9	4	Монтаж-ники 3р-2, 4р-2
16	Випробування трубопроводів	100 м	2,88	8,22	2,96	0,493	6	Монтаж-ники. 5р, 4р, 3р-2
17	Ізоляція трубопроводів діаметром 273 мм	10 м	9,61	37,92	45,6	11,4	4	Слюсар 4, 2 розряд
18	Ізоляція трубопроводів діаметром 108 мм	10 м	19,21	6,89	16,54	4,14	4	Слюсар 4, 2 розряд
19	Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію	100 м	2,88	2,4	0,864	0,432	2	Слюсар-сантехнік 3,5

Г.7 Визначення складу бригад і підбір монтажних інструментів

Г.7.1 Визначення складу бригад

Склад бригад та середній розряд робітників для виконання монтажних робіт визначається згідно нормативних документів.

Доставка деталей до місць монтажу та їх складування. Четверо робітників, два водія.

Розмітка місць прокладання трубопроводу. Четверо монтажників 5 розряду і 3 розряду.

Транспортування допоміжного обладнання. Два робітника 4, 2 розряду.

Монтаж теплового насосу НТ-1000. Сім монтажників 7, 4, 3 розряду.

Монтаж теплового насосу НТ-3000. Десять монтажників 7, 4, 3 розряду.

Монтаж двигуна-генератора 11ГД100М. Чотири монтажника 7, 3 розряду.

Монтаж КТАН-утилізатора. Три монтажника 5, 4, 3 розряду.

Прокладання водогазопровідних трубопроводів діаметром 108 мм. Двоє електрозварників 6, 5 розряду, один слюсар-сантехнік 4 розряду.

Прокладання водогазопровідних трубопроводів діаметром 273 мм. Двоє електрозварників 6, 5 розряду, один слюсар-сантехнік 4 розряду.

Встановлення запірної арматури \varnothing 100 мм. Три монтажника 5, 4, 3 розряду.

Встановлення запірної арматури \varnothing 273 мм. Три монтажника 5, 4, 3 розряду.

Встановлення фільтра фланцевого. Шестеро слюсарів-сантехніків 3,7 розряду.

Встановлення зворотнього клапана \varnothing 100 мм. Три монтажника 5, 4, 3 розряду.

Випробування трубопроводів. Шість монтажників 5, 4, 3 розряду.

Ізоляція трубопроводів діаметром 95 мм. Два слюсара 4, 2 розряду.

Ізоляція трубопроводів діаметром 100 мм. Два слюсара 4, 2 розряду.

Ізоляція трубопроводів діаметром 240 мм. Два слюсара 4, 2 розряду.

Монтаж циркуляційного насоса 4КМ–12. Чотири монтажника 4, 3 розряду.

Монтаж циркуляційного насоса 4К–90–20. Чотири монтажника 4, 3 розряду.

Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію. Четверо слюсарів-сантехніків 5 розряду.

Г.7.2 Організація робочих місць та побутових приміщень

До початку монтажних робіт встановлюється готовність будівлі до монтажу трубопроводів, приладів та обладнання.

Приймання об'єктів під монтаж відбувається актом встановленої форми, який підписує представник генпідрядника, який виконує будівельні роботи (майстер або виконроб).

Перед тим як розпочати монтажні роботи на об'єкті, виконати наступні роботи, які фіксуються актом:

- пробити отвори в стінах і в перекриттях підготувати борозди і канали для прокладки трубопроводів;
- оштукатурити інші ділянки стін в місцях окладки трубопроводів;
- підготувати монтажні пройми для переміщення крупно габаритного обладнання, що підлягає монтажу;
- нанести на стінах фарбою відмітки чистої підлоги;
- підвести електросилові лінії для підключення механізмів і інструментів;
- забезпечити освітленість робітних місць доступ до них робітників і можливість доставки матеріалів і виробів монтажного обладнання;
- виділити місце для складування матеріалів і обладнання.

Г.7.3 Монтажене регулювання і здача системи в експлуатацію

Послідовність технологічних операцій при виконанні монтажних робіт.

Монтаж теплонасосної установки виконати в такій послідовності: розмітити місця установки стояків; розмітити місця установки кріплень. Монтаж трубопроводів виконати в такій послідовності: розмітити вісі магістралей та установити пі-

двіски і кронштейни; прокласти труби, вузли і заготовки по наміченим вісям; зібрати магістралі та приєднати до них монтажні вузли; вивірити та установити задані уклони; закріпити магістралі на опорах та підвісках.

Після виконання всіх монтажних робіт систему піддають випробуванням на справність водорозбірної і запірної арматури, змивних та інших пристроїв обладнання і на герметичність. Випробування на герметичність виконують до закладення трубопроводів у стінах (при прихованій прокладці) і до накладення ізоляції і забарвлення. Випробовують трубопроводи гідравлічним способом відповідно до ГОСТ 3845-82 тиском, що перевищує робоче на 0,5 МПа, але не більше 1 МПа протягом 10 хв.; зниження тиску при цьому допускається не більше ніж на 0,1 МПа.

Випробування системи оформляють актом. Для приймання системи в експлуатацію пред'являють основні документи:

- акти, креслення і документи погоджень на додаткові роботи і зміни, допущені при монтажних роботах;
- акти на приховані роботи;
- акти випробувань окремих елементів (монтажних вузлів, пристроїв, обладнання) з доданням усіх паспортів;
- акти випробувань на герметичність мережі та на ефективність роботи обладнання (насосів, баків, пожежних кранів і т. п.).

Під час приймання перевіряють відповідність монтажу затвердженим проектом і міцність кріплень, наявність ухилів для спорожнення труб, відсутність витоків води в арматурі, з'єднаннях, обладнанні, ефективність включення і виключення, роботу автоматики.

В актах приймання вказують усі зазначені дефекти і неполадки, відступи від затвердженого проекту, результати випробування устаткування і системи в цілому, якість виконаних робіт, наявність недоробок, термін для їх усунення.

Спеціалізовані експлуатаційні організації, спеціалізовані ремонтні цехи, забезпечені необхідними матеріалами, запасними деталями, обладнанням для пот-

реб поточного ремонту внутрішніх санітарно-технічних систем, значно підвищують рівень технічної експлуатації будівель.

Висновок

В розділі МКР здійснено розрахунок діаметрів трубопроводів для підведення і відведення теплоносіїв до ТНУ. Також, у результаті розрахунку було підібрано насоси марки DAB CM-GE 100-660, DAB CM-GE 100-660 для перекачування теплоносіїв від ТНУ.

Було виконано компоновку обладнання, схеми прокладення трубопроводів, враховані відомості по виконанню робіт, визначена трудоемкість монтажних робіт. Визначено необхідну кількість виробів та матеріалів для монтажу системи теплонасосної установки, потребу в допоміжних матеріалах, підібрані машин, механізми та пристосування для виконання монтажних робіт.

Так, загальна маса всіх вантажів становить $\Sigma M_{\text{заг}} = 85637,4$ (кг), а загальна маса теплонасосних установок, що встановлюються на котельні, становить $M_{\text{ТНУ}} = 37000$ кг.

Після проведення необхідних розрахунків розроблені календарний графік монтажу тепло насосної установки, графік руху робітників та графік руху машин та механізмів.

ДОДАТОК Д

Таблиця Д.1 - Локальний кошторис на будівельні роботи № 2-1-1

Основа:
креслення (специфікації) №

Кошторисна вартість
Кошторисна трудомісткість
Кошторисна заробітна плата
Середній розряд робіт

19402,091 тис. грн.
3,251 тис.люд.-год.
71,076 тис. грн.
4,1 розряд

Складений в поточних цінах станом на "27 10" 2019 р.

№ п/п	Обґрунтування (шифр норми)	Найменування робіт і витрат	Одиниця виміру	Кількість	Вартість одиниці, грн.		Загальна вартість, грн.			Витрати труда робітників, люд.-год.			
					Всього заробітної плати	експлуатації машин в тому числі заробітної плати	Всього заробітної плати	експлуатації машин в тому числі заробітної плати	не зайнятих обслуговуванням машин тих, що обслуговують машини	на одиницю			
										всього	всього	на одиницю	всього
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1	M7-232-1	Монтаж теплового насосу марки НТ-500	комплект	1	9123,19 4793,84	647,77 166,58	9123	4794	648 167	219,8 8,6738	219,8 8,67		
2	M7-232-2	Монтаж теплового насосу марки НТ-3000	комплект	2	15180,35 6259,47	2840,19 1112,01	30361	12519	5680 2224	287 58,0352	574 116,07		
3	& C131-1-Н варіант 16	Насос марки НТ-3000	шт	1	4390394, 11	- -	8780788	-	- -	- -	- -		
4	& C131-1-Н варіант 17	насос НТ-500	шт	1	4084394, 11	- -	4084394	-	- -	- -	- -		
5	M6-407-10	Монтаж газопоршневого двигуна-генератор марки 11ГД100М	т	32	2309,32 722,40	589,05 194,41	73898	23117	18850 6221	33,6 9,2224	1075,2 295,12		
6	& C130-1-Н варіант 8	газопоршневий двигун марки 11ГД100М	шт	1	5590760, 06	- -	5590760	-	- -	- -	- -		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	M18-152-1	Монтаж КТАН-утилізатора марки КТАН-2, ЗУГ	шт	1	37503,76 10663,18	11908,58 3676,67	37504	10663	11909 3677	548,8 174,8522	548,8 174,85
8 & C132-1-N варіант 29		Утилізатор марки КТАН-2	шт	1	752995,94	-	752996	-	-	-	-
Разом прямі витрати по кошторису							19359824	51093	37087 12289		2417,8 594,71
Разом будівельні роботи, грн.							19359824				
в тому числі:											
вартість матеріалів, виробів та конструкцій, грн.							19271644				
всього заробітна плата, грн.							63382				
Загальновиробничі витрати, грн.							42267				
трудоємність в загальновиробничих витратах, люд.год.							238				
заробітна плата в загальновиробничих витратах, грн.							7694				
Всього будівельні роботи, грн.							19402091				

-											
Всього по кошторису							19402091				
Кошторисна трудоємність, люд.год.							3251				
Кошторисна заробітна плата, грн.							71076				

Склав

[посада, підпис (ініціали, прізвище)]

Перевірів

[посада, підпис (ініціали, прізвище)]