

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

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

Електричної інженерії та кіберфізичних систем
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

перший (бакалаврський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему: «Аналіз енергоефективності когенераційних установок на об'єктах
промислової енергетики»

Виконав: студент 4 курсу, групи 6.1419
спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(назва освітньої програми)

Тітков Д.М.

(ініціали та прізвище)

Керівник к.т.н., доц. Єрофєєва А.А.

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

Рецензент Коваленко В.Л.

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

Запоріжжя
2023

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потєбні _____
Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський) рівень
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

д.т.н., доц.

« _____ »

В.Л. Коваленко

2023 року

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







Тіткову Данилу Максимовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Аналіз енергоефективності когенераційних установок на об'єктах промислової енергетики
керівник роботи Єрофєєва Аліна Анатоліївна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від « 29 » грудня 2022 року № 1893 - с
2. Строк подання студентом роботи 09 червня 2023 р.
3. Вихідні дані до роботи: принципова схема електропостачання підприємства; теплова схема високотемпературного теплового насоса; схема включення конденсаторів та випарників теплонасосних установок.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Аналіз шляхів утилізації вторинних енергетичних ресурсів на об'єктах промислової енергетики. 2) Розробка заходів щодо утилізації вторинних енергетичних промислового підприємства. 3) Когенераційні установки в системі електропостачання підприємства.
5. Перелік графічного матеріалу 1) Принципова схема використання вторинних енергетичних ресурсів на об'єктах промислової енергетики. 2) Принципова схема утилізації вторинних енергетичних ресурсів підприємства для теплопостачання м. Запоріжжя. 3) Схема роботи теплового насоса. 4) Діаграми теплових процесів роботи двоступеневого теплового насоса з холодоагентом R-

134а на стічних водах. 5) Принципова схема когенераційної установки для отримання електричної енергії та тепла. 6) Принципова схема роботи когенераційної установки. 7) Когенераційна установка ENTORPIE НРС 2000 N. 8) Когенераційна установка в системі електропостачання ПАТ «Запоріжсталь».

6 Консультанти розділів роботи

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

7 Дата видачі завдання 13.02.2022 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз шляхів утилізації вторинних енергетичних ресурсів на об'єктах промислової енергетики.	24.04.2023	
2	Розробка заходів щодо утилізації вторинних енергетичних промислового підприємства.	15.05.2023	
3	Когенераційні установки в системі електропостачання підприємства.	09.06.2023	


Студент  (підпис)

Д.М.Тітков
(ініціали та прізвище)

Керівник роботи  (підпис)

А.А.Єрофєєва
(ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер  (підпис)

С.В. Башлій
(ініціали та прізвище)

РЕФЕРАТ

Тітков Д.М. «Аналіз енергоефективності когенераційних установок на об'єктах промислової енергетики».

Кваліфікаційна випускна робота для здобуття ступеня вищої освіти бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник к.т.н., доцент Єрофєєва А.А., Запорізький національний університет, Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні, кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2023.

Пояснювальна записка містить 76 сторінок, 12 рисунків, 15 таблиць, 28 джерел посилань.

Анотація. Проведено аналіз шляхів утилізації вторинних енергетичних ресурсів на об'єктах промислової енергетики.

Розроблені заходи щодо утилізації вторинних енергетичних промислового підприємства:

- пропонується варіант оптимального використання потенціалу скидного тепла для роботи теплонасосної установки в централізованій системі теплопостачання у базовому режимі.

- користуючись розрахованими даними теплового насосу, обрано дві когенераційні установки, для забезпечення електроенергією теплових насосів.

Запропоновано схему електропостачання підприємства з урахуванням підключення до неї когенераційних установок та обрано необхідне обладнання.

Ключові слова: система електропостачання, когенераційна установка, тепловий насос, електрична енергія, система теплопостачання, вторинні енергетичні ресурси

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 АНАЛІЗ ШЛЯХІВ УТИЛІЗАЦІЇ ВТОРИННИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ НА ОБ'ЄКТАХ ПРОМИСЛОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ	7
1.1 Вторинні енергетичні ресурси промислових підприємств.....	7
1.2 Шляхи утилізації вторинних енергетичних ресурсів.....	12
1.2.1 Рекуперативні теплообмінники.....	13
1.2.2 Регенеративні теплообмінники.....	14
1.2.3 Теплові насоси.....	15
1.2.4 Когенераційні установки.....	18
1.3 Опис джерела низкопотенційного тепла ПАТ «Запоріжсталь».....	19
2 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ЩОДО УТИЛІЗАЦІЇ ВТОРИННИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА.....	23
2.1 Розрахунок параметрів теплового насоса на скидній воді	24
2.2 Розрахунок втрат тепла у тепломагістралях	31
2.3 Вибір схеми включення теплових насосів	39
2.4 Вибір теплових насосів та когенераційних установок.....	44
3 КОГЕНЕРАЦІЙНІ УСТАНОВКИ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА	51
ВИСНОВКИ.....	61
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	62
ДОДАТОК А.....	63

ВСТУП

Підприємства важкого, енергетичного і транспортного машинобудування України мають у своєму розпорядженні величезний потенціал ВЕР у вигляді фізичної теплоти димових газів мартенівських, нагрівальних і термічних печей, вагранок, теплоти випарного охолодження печей, теплоти відпрацьованої пари пресів і молотів. Мають вторинні відновлювані енергоресурси і підприємства інших галузей господарства. Одне з найважливіших завдань удосконалення будь-якої галузі – виявлення резервів економічного та екологічного використання ВЕР для цілей виробництва і забезпечення потреб побутового споживання.

З огляду на те, що відходи виробництв, що забруднюють навколишнє природне середовище, можуть бути використані в народному господарстві, дуже актуальна в даний час проблема їхньої утилізації. Утилізація ВЕР металургійних підприємств можлива багатьма пристроями, основними з них є - теплообмінник, рекуперативні теплообмінники, тепловий насос, когенераційні установки.

Більшість житлових і громадських будинків міста Запоріжжя отримує теплову енергію від централізованої системи тепlopостачання. Тому її значення для міста неможливо переоцінити, навіть короткочасне зупинення цієї системи взимку може призвести до катастрофічних наслідків. Однак ця система тепlopостачання поступово втрачає свою економічну та технічну ефективність. Усі наявні проєктні розробки не вирішують головних проблем підвищення її ефективності, в основі яких лежить зростання цін на монопаливо – природний газ, що є основним викликом сьогодення. З метою заміщення природного газу місцевим паливом пропонується утилізувати низькопотенційне скидне тепло системи оборотного водопостачання металургійного комбінату «Запоріжсталь» на потреби гарячого водопостачання і опалення районів міста.

1 АНАЛІЗ ШЛЯХІВ УТИЛІЗАЦІЇ ВТОРИННИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ НА ОБ'ЄКТАХ ПРОМИСЛОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

1.1. Вторинні енергетичні ресурси промислових підприємств

Вторинні енергетичні ресурси (ВЕР) являють собою енергетичний потенціал продукції, побічних і проміжних продуктів, що утворюються в технологічних агрегатах (установках) і втрачаються в самому агрегаті, але можуть частково або цілком використовуватись для енергопостачання. Раціональне використання ВЕР – один з найбільших резервів зниження паливо - та енергоємності промислової продукції.

Вторинні енергетичні ресурси можна використати безпосередньо без зміни виду енергоносія (для задоволення потреби в тепловій енергії і паливі) або зі зміною виду енергоносія виробленням теплової та електричної енергії, холоду або механічною роботою в утилізаційних установках.

Багато галузей народного господарства мають у своєму розпорядженні великий резерв паливних і теплових ВЕР, що посідають значне місце в їх паливно-енергетичному балансі. Найбільші теплові ВЕР зосереджені на підприємствах чорної і кольорової металургії, хімічної, нафтопереробної і нафтохімічної промисловості, промисловості будівельних матеріалів, газової і важкого машинобудування, де широко використовують теплоту високого, середнього і низького потенціалів. 90 % теплоти високого потенціалу (більше 623 К) витрачають: близько 33 % – на плавку, 40 % – на нагрівання і близько 20 % – на випал руд і мінеральної сировини. Велику частину теплоти високого потенціалу одержують за рахунок спалювання різних видів палива безпосередньо в технологічних установках.

Теплоту середнього (373...622 К) і низького (323...423 К) потенціалів застосовують для теплопостачання споживачів, що потребують підвищених значень температури і тиску [8]. Понад 90 % її корисного споживання витрачають у промисловості (45 %) та житлово-комунальному секторі

(48,5 %). Основними енергоносіями, що забезпечують енергією середньо- і низькотемпературні процеси, є водяна пара і гаряча вода.

Одне з найважливіших завдань удосконалення будь-якої галузі – виявлення резервів економічного та екологічного використання ВЕР для цілей виробництва і забезпечення потреб побутового споживання.

Поряд із збільшенням економії паливно-енергетичних ресурсів утилізація ВЕР дозволяє знизити негативний екологічний вплив енергопостачання й енергоспоживання на навколишнє середовище.

Джерелом виникнення ВЕР є технологічне обладнання та процеси (зона А, (рис. 1.1), у яких одну частину підведеної енергії вигідно використовують, а другу частину умовно поділяють на три потоки: перший (основний) потік – ВЕР; другий – потік енергії, що використовують для забезпечення внутрішньоциклових процесів (регенерації, підігріву робочого тіла тощо); третій – неминучі втрати енергії в навколишнє середовище відповідно до другого закону термодинаміки.

Характерною ознакою зони А є те, що використання всіх енергоресурсів відбувається в межах самого технологічного агрегату (котла, турбіни, теплообмінника). Якщо розглядати ефективність роботи агрегату тільки в зоні А, то ВЕР у цьому разі належать до втрат і значно впливають на значення ККД установки. Тому важливим завданням для підвищення її ефективності є використання ВЕР в максимально великому обсязі.

Для зони Б характерним є два шляхи використання ВЕР: перший – безпосередньо у нових процесах, не пов'язаних з технологічною роботою агрегатів, де виникають ВЕР (зона А); другий – використання спеціальних утилізаційних установок (УУ), де ВЕР виконують функції головного джерела підведеної енергії, завдяки чому виробляють кінцевий продукт. Тому загальний потік ВЕР, який переходить із зони А в зону Б, поділяється на два потоки. Перший потік ВЕР можна використовувати безпосередньо в стандартних технологічних агрегатах; другий – направляють до УУ, де вже трансформованим його використовують за призначенням.

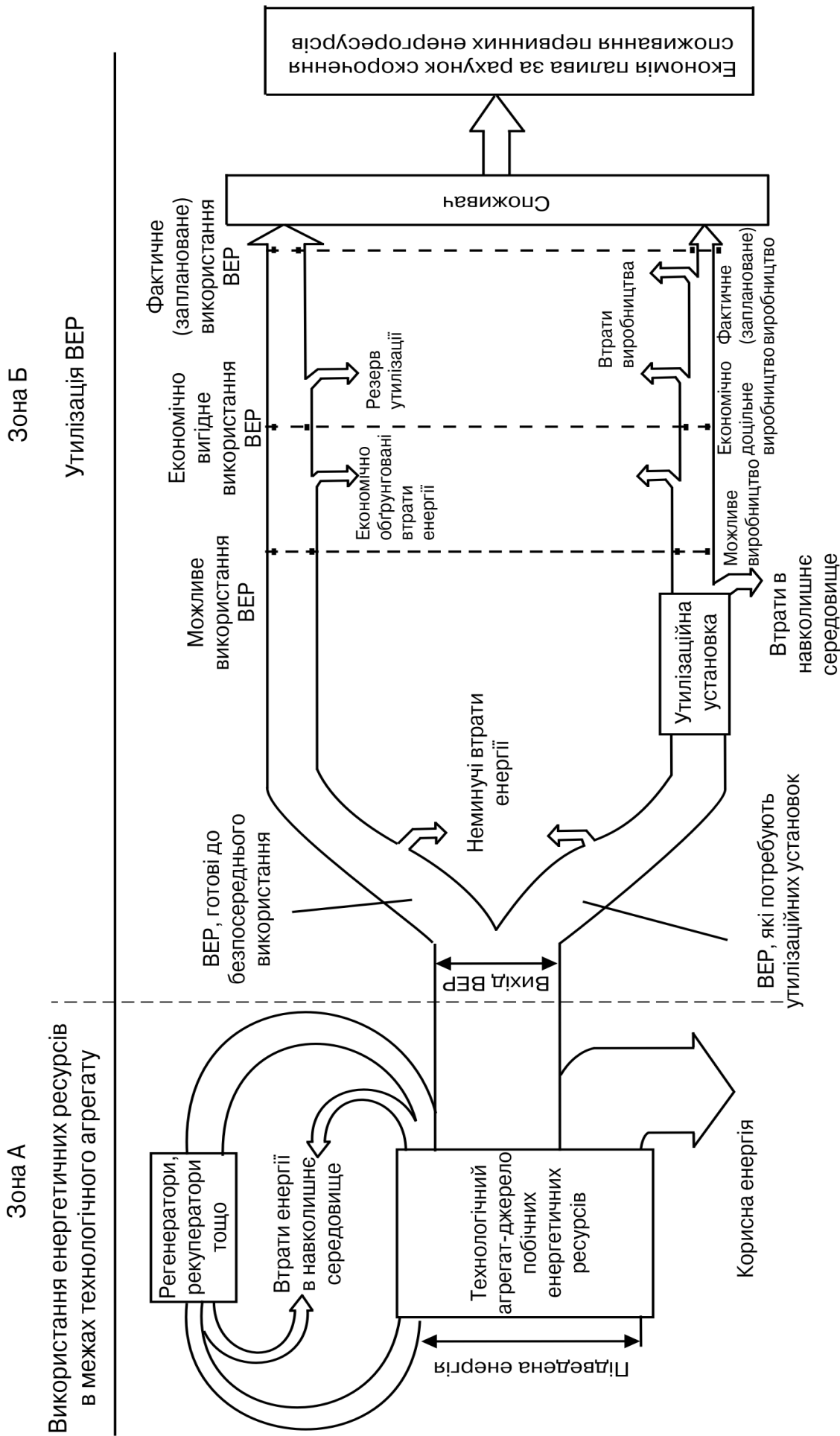


Рисунок 1.1 – Принципова схема використання ВЕР

В однакових первинних умовах ефективність використання першого потоку вища. Використання УУ, у якій виникають свої втрати енергії, пов'язані з відведенням теплової енергії в навколишнє середовище та наявністю необоротності термодинамічних процесів, знижує ефективність другого потоку.

Процес використання ВЕР (першим або другим способом) у зоні Б – це утилізація, економічна доцільність якої визначається економічними розрахунками. Основним критерієм доцільності використання першого або другого потоків ВЕР є перевищення доходів над витратами для їх одержання.

Вторинні енергетичні ресурси за їх характеристиками поділяють на паливні, теплові та підвищеного тиску.

Паливні ВЕР мають хімічно зв'язану енергію. Їх можна використати як паливо, щоб забезпечити протікання процесів в інших технологічних агрегатах [1-5]. До них належать горючі гази плавильних печей (доменний, конвертерний, колошниковий), горючі відходи процесів хімічної і термохімічної переробки вуглецевої або вуглецевоводневої сировини (дерев'яна щепка, кора, тирса, стружка) та лужні розчини целюлозно-паперового виробництва.

Теплові ВЕР – це фізична теплота димових газів, основної, побічної та проміжної продукції і відходів різних виробництв. До таких ВЕР належать водяна пара і гаряча вода, тверді, рідкі та газоподібні продукти, які побіжно виникають у технологічних установках.

ВЕР підвищеного тиску – потенційна енергія газів, що виходять з технологічних агрегатів з надлишковим тиском, який треба знижувати перед подальшим використанням або викидом їх в атмосферу. До них належать станційні колошникові гази доменних печей, відпрацьована в силових установках водяна пара, гази каталітичного крекінгу та термоконтактного коксування.

ВЕР низькопотенційної теплоти (ВЕР НПТ). До низькопотенційних теплових відходів належить фізична теплота:

- димових газів технологічних і енергетичних установок із температурою нижче 400 °С;
- води, що охолоджує елементи конструкцій технологічного устаткування;
- вентиляційних викидів;
- водяної пари вторинного скипання тощо.

ВЕР НПТ складають близько половини від сумарного виходу усіх видів ВЕР. Актуальність ефективного використання цього виду ВЕР пов'язана з потребою удосконалення технологічних процесів і скороченням втрат теплоти високого потенціалу. Утилізація ВЕР НПТ також сприяє охороні навколишнього середовища від теплового забруднення.

Носіями НПТ є корозійно-активні, забруднені, запилені рідини і гази. Для вирішення завдання ефективного використання НПТ потрібне спеціальне утилізаційне устаткування (теплові насоси, контактні теплообмінники, регенератори тощо).

Залежно від виду і параметрів вторинні енергоресурси використовують в одному з таких напрямів:

- паливні – як котельно-пічне паливо;
- теплові – в утилізаційних установках або безпосередньо споживачем, щоб забезпечити потреби в тепловій енергії (можливе також одержання штучного холоду за рахунок ВЕР в абсорбційних холодильних установках);
- електроенергетичні – перетворення енергоносія для одержання електричної енергії в газових або парових конденсаційних турбоагрегатах;
- комбіновані – для виробництва в УУ (утилізаційних ТЕЦ) за допомогою теплофікаційного циклу електричної і теплової енергії;
- низькопотенційні – у системах опалення, кондиціонування повітря та охолодження продукції в теплонасосних та холодильних (абсорбційних) установках.

1.2 Шляхи утилізації вторинних енергетичних ресурсів

Україна відноситься до числа індустріально-аграрних країн. Донедавна частка важкої промисловості складала порядку 60 % валового внутрішнього продукту країни, що значно вище, ніж у західноєвропейських країнах, де цей показник досягає 35 %. Наявність і концентрація підприємств чорної і кольорової металургії, теплоенергетики, хімії і нафтохімії, гірничодобувної промисловості і цементних заводів, на яких зношення устаткування і комунікацій досягає (50...70) %, впливають на екологічну ситуацію багатьох міст.

З огляду на те, що відходи виробництв, що забруднюють навколишнє природне середовище, можуть бути використані в народному господарстві, дуже актуальна в даний час проблема їхньої утилізації.

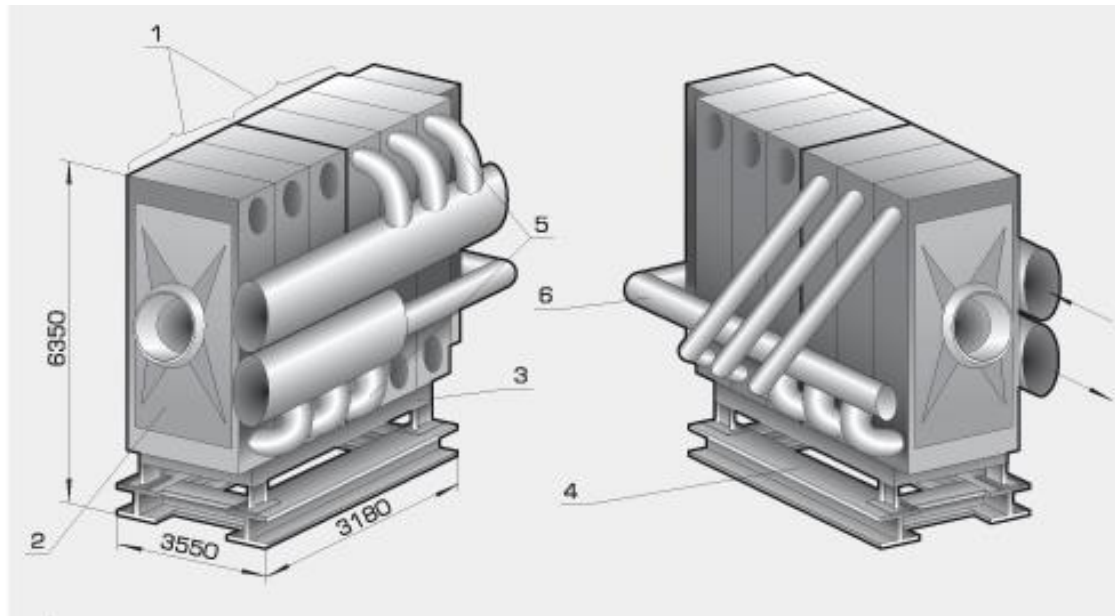
Утилізація ВЕР металургійних підприємств можлива багатьма пристроями, основними з них є - теплообмінник, рекуперативні теплообмінники, тепловий насос, когенераційні установки.

Теплообмінник (теплообмінний апарат, рис. 1.2) — пристрій, в якому тепло передається від гарячого теплоносія до холодного (того, який треба нагріти). Як теплоносії використовують рідини, гази або пари. Теплообмінні апарати можуть використовуватися як для нагрівання, так і для охолодження. Їх використовують в технологічних процесах в нафтопереробній, нафтохімічній, хімічній, газовій та інших секторах промисловості. Їх також використовують в енергетиці і комунальному господарстві.

Теплообмінники за методом передачі тепла діляться на два типи:

- поверхневі, в них немає безпосереднього контакту теплоносіїв, а передача відбувається через тверду стінку;
- змішувальні, в них теплоносії контактують;

- поверхневі теплообмінники бувають рекуперативні і регенеративні, це залежить від того, чи теплоносії контактують з розділюючою їх стінкою одночасно або по чергово.



1 – секція; 2 – дифузор; 3 – основа; 4– рама; 5,6 – повітроводи

Рисунок 1.2 – Зовнішній вигляд теплообмінників

1.2.1 Рекуперативні теплообмінники

Рекуперативний теплообмінник — в ньому гарячий і холодний теплоносії циркулюють різними каналами, у стінці між якими здійснюється обмін теплом. В них процес передачі тепла має стаціонарний характер. Рекуперативні теплообмінники по іншому називають стаціонарними.

Теплообмінники поділяють на види, залежно від напрямку руху в них теплоносіїв. Вони можуть бути 3 типів:

- коли теплоносії рухаються паралельно в одному напрямку;
- коли теплоносії рухаються паралельно в зустрічному напрямі;

- коли теплоносії рухаються перпендикулярному напрямку.

Найпоширенішими є такі типи рекуперативних теплообмінників:

- кожухотрубні;
- елементні (секційні);
- двотрубні, типу «труба в трубі»;
- кручені;
- заглибні;
- зрошувальні;
- ребристі;
- оребрені пластинчасті;
- спіральні;
- пластинчасті;
- пластинчато-ребристі;
- графітові.

1.2.2 Регенеративні теплообмінники

У регенеративних поверхневих теплообмінниках гарячий і холодний теплоносії контактують з твердою стінкою по чергову. Стінка при контакті з гарячим теплоносієм накопичує тепло. Потім при контакті з холодним теплоносієм віддає тепло.

Змішувальні теплообмінники: змішувальні теплообмінники (їх також називають контактними теплообмінниками) — це теплообмінники, які призначені для тепло- і масообмінних процесів методом прямого змішування середовищ. Найпоширенішими є пароводяні струменеві апарати — теплообмінники струменевого типу, які використовують струменевий інжектор. Змішувальні теплообмінники мають простішу конструкцію, ніж поверхневі. Вони повніше використовують тепло. Контактні теплообмінники

застосовують в установках з утилізації тепла відпрацьованої пари, димових газів і т.д.

За типом конструкції теплообмінники ділять на:

- об'ємні, в яких одна речовина сконцентрована в баку великого об'єму, друга речовина протікає через змішувик;
- швидкісні (кожухотрубні), в яких речовини рухаються з достатньо великою швидкістю для підвищення коефіцієнта тепловіддачі;
- пластинчасті теплообмінники складаються з набору пластин, речовини рухаються між пластинами, вони прості у виготовленні, досить ефективні, їх легко модифікувати;
- пластинчасто-ребристі теплообмінники складаються із системи розділюючих пластин, між якими знаходяться ребристі поверхні.

Пластинчасті теплообмінники обладнані автоматикою, надійною арматурою та іншими засобами, дозволяють знизити кількість теплоносія, який використовують на нагрівання води, а значить і діаметри трубопроводів та запірно-регулюючої арматури, знизити навантаження на насоси і, відповідно, зменшити споживання електроенергії і т.д.

1.2.3 Теплові насоси

Тепловий насос - пристрій для переносу теплової енергії від джерела низькопотенційної теплової енергії (з низькою температурою) до споживача (теплоносія) з більш високою температурою. Термодинамічно тепловий насос аналогічний холодильній машині. Однак якщо в холодильній машині основною метою є виробництво холоду шляхом відбору теплоти випарником, а конденсатор здійснює скидання теплоти в навколишнє середовище, то в тепловому насосі картина зворотна. Конденсатор є теплообмінним апаратом, що виділяє теплоту для споживача, а випарник - теплообмінним апаратом, де

утилізується низькопотенційна теплота (вторинні енергетичні ресурси і (або) нетрадиційні поновлювані джерела енергії).

На рисунку 1.3 представлено схему роботи теплового насоса

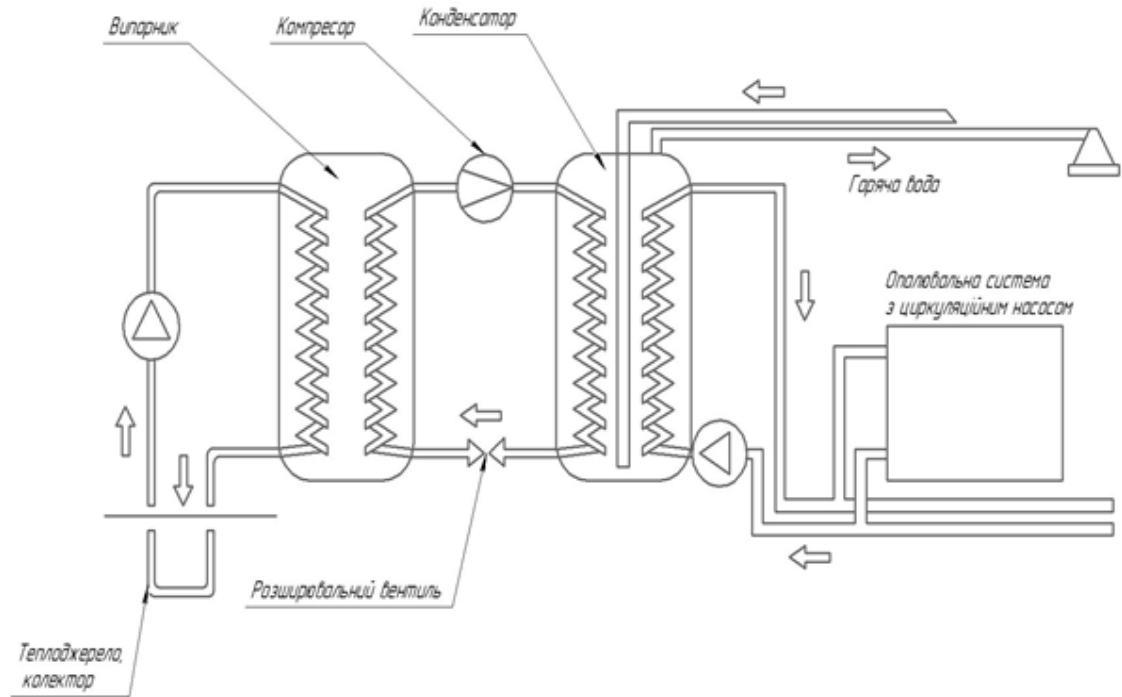


Рисунок 1.3 - Схема роботи теплового насоса

В залежності від принципу роботи теплові насоси підрозділяються на компресійні та абсорбційні [6,7]. Компресійні теплові насоси завжди приводяться в дію за допомогою механічної енергії (електричної енергії), у той час як абсорбційні теплові насоси можуть також використовувати тепло в якості джерела енергії (за допомогою електричної енергії або палива).

В залежності від джерела відбору тепла теплові насоси поділяються на:

1) геотермальні (використовують тепло землі, наземних або підземних ґрунтових вод:

а) замкнутого типу горизонтальні.

Горизонтальний геотермальний тепловий насос: колектор розміщується кільцями або звивисто в горизонтальних траншеях нижче глибини промерзання ґрунту (зазвичай від 1,20 м і більше) . Такий спосіб є найбільш економічно ефективним для житлових об'єктів за умови відсутності дефіциту земельної площі під контур.

Вертикальні: колектор розміщується вертикально в свердловини глибиною до 200 м. Цей спосіб застосовується у випадках, коли площа земельної ділянки не дозволяє розмістити контур горизонтально або існує загроза пошкодження ландшафту.

Водні: колектор розміщується звивисто або кільцями у водоймі (озері, ставку, річці) нижче глибини промерзання. Це найбільш дешевий варіант, але є вимоги по мінімальній глибині та обсягу води у водоймі для конкретного регіону.

б) Відкритого типу.

Подібна система використовує як теплообмінну рідину воду, що циркулює безпосередньо через систему геотермального теплового насосу в рамках відкритого циклу, тобто вода після проходження по системі повертається в землю. Цей варіант можливо реалізувати на практиці лише при наявності достатньої кількості відносно чистої води і за умови, що такий спосіб використання ґрунтових вод не заборонений законодавством.

2) Повітряні (джерелом відбору тепла є повітря).

3) Використовуються похідне (вторинне) тепло (наприклад, тепло трубопроводу центрального опалення). Подібний варіант є найбільш доцільним для промислових об'єктів, де є джерела паразитного тепла, яке вимагає утилізації.

По виду теплоносія у вхідному і вихідному контурах насоси ділять на вісім типів: «ґрунт-вода», «вода-вода», «повітря-вода», «ґрунт-повітря», «вода-повітря», «повітря-повітря» « фреон-вода »,« фреон-повітря ».

1.2.4 Когенераційні установки.

У випадках коли необхідна електроенергія, використовуються когенераційні установки, які здатні виробляти електроенергію шляхом утилізації попутного тепла.

Когенерація це процес, при якому відбувається одночасне виробництво тепла і електричної енергії усередині одного пристрою. Пристрої, в яких протікає цей процес, називаються когенераційними установками. Як правило, такі установки працюють на газу.

Первинний привід, який є механічним джерелом електроенергії, обертає ротор електрогенератора : дизельний або газопоршневий двигун, газову або парову турбіну. Отримання теплової енергії відбувається за рахунок утилізації теплових втрат, первинного приводного двигуна. Це може бути як утилізація охолоджувальної рідини або олії, так і стислої газоповітряної суміші. Теплову енергію, що виробляється когенераційними установками, можливо використовувати для виробництва гарячої води, або, приміром, для процесу сушки гарячим повітрям.

Подібного роду установки мають велику перевагу перед звичайними теплоелектростанціями, оскільки процес перетворення енергії проходить з великим коефіцієнтом корисної дії. Велика ефективність обумовлена тим, що тепло, яке зазвичай втрачається, в когенераційних установках використовується. Це дозволяє понизити кількість покупної теплової і електроенергії, а, отже, виробничі витрати значно знижуються.

У сучасних когенераційних установках, за умови повної реалізації виробленої енергії ККД може досягати до (85...90) і тільки 10 % тепла згорання палива втрачаються. В порівнянні з роздільним виробництвом економія палива при виробленні енергії в когенераційних установках досягає до 40 % [10].

Головними плюсами установок є: відносно невисока ціна тепло- і електроенергії, екологічна безпека, легкість монтажу і експлуатації установок, а також відсутність необхідності в дорогих ЛЕП і підстанціях.

1.3 Опис джерела низкопотенційного тепла ПАТ «Запоріжсталь».

ПАТ «Запоріжсталь» - одне з найбільш великих промислових підприємств України, продукція якого добре відома і користується попитом у споживачів на внутрішньому ринку і в багатьох країнах світу.

ПАТ «Запоріжсталь» має в своєму розпорядженні значні обсяги вторинних енергоресурсів: доменний, коксовий, конвертерний газ, які є цінними джерелами енергії.

Доменний газ - відходи у вигляді газу, що утворюються під час виплавки чавуну в доменних печах [13]. Є в основному продуктом неповного згоряння вугілля. Хімічний склад доменного газу в разі виплавки чавуну на кам'яновугільному коксі: (12...20) % CO_2 ; (20...30) % CO ; до 0, 5% CH_4 ; (1...4) % H_2 ; (55...58) % N_2 . Теплота згоряння доменного газу приблизно (3,6...4,6) МДж/м³ (850...1100) ккал/м³. При збагаченні дуття киснем вміст азоту в газі знижується і відповідно до цього зростає кількість інших газів (в тому числі оксиди вуглецю і водню), а також теплота згоряння.

Коксовий газ - горючий газ, що утворюється в процесі коксування кам'яного вугілля, тобто при нагріванні його без доступу повітря до (900..1100) °С [13,с96]. Коксовий газ містить багато цінних речовин. Крім водню, метану, оксидів вуглецю до його складу входять пари кам'яновугільної смоли, бензол, аміак, сірководень і ін.. Парогазова суміш легких продуктів які виділяються (до 25 % від загальної маси перероблюваного вугілля) відводиться через газозбірник для уловлювання і переробки. Для поділу леткі продукти охолоджують упорскуванням води

(70...80) °C - при цьому з парової фази виділяється велика частина смол, подальше охолодження парогазової суміші проводять у кожухотрубчастих холодильниках (25...35) °C. Конденсати об'єднують і відстоюванням виділяють надсмольну воду (аміачна вода) і кам'яновугільну смолу. Потім сирий коксовий газ послідовно очищають від аміаку і сірководню, промивають поглинаючим маслом (для уловлювання сирого бензолу та фенолу), сірчаною кислотою (для уловлювання піридинових підстав). Очищений коксовий газ (14...15) % від загальної маси перероблюваного вугілля, використовують в якості палива для обігріву батареї коксових печей і для інших цілей.

Конвертерний газ створюється з чавуну в процесі виробництва сталі. Процес виробництва сталі може бути розділений на два окремих процеса: видувне формування або відкрита топка (мартенівська піч) [13,с123].

Під час видувного формування чавун очищається киснем або повітрям, знижується дозування вуглецю і доставка достатньої кількості технологічного тепла для підтримки сталі в рідкому стані. З 60 % світового виробництва сировини для металургійної промисловості процес Linz - Donawitz (LD), класифікований як процес формування, є загальним методом виробництва сировини для металургії.

З іншого боку, з брухту та руди в процесі відкритого плавлення витягується кисень, що вимагає додаткової подачі тепла при виробництві сталі. Один з основних способів - це електрична плавка.

Джерелом низькопотенційної теплової енергії для теплових насосів є тепла вода у системі охолодження турбовоздуходувок та генераторів ТЕЦ комбінату «Запоріжсталь». Система працює у цілодобовому режимі.

У таблиці 1.1 наведені дані про температуру та об'єми циркуляційної води.

У таблиці 1.2 наведені дані про деякі технологічні показники системи охолодження.

Таблиця 1.1 - Параметри циркуляційної води ТЕЦ.

Періоди року	Витрата циркуляційної води, тис. м ³	Температура циркуляційної води, °С	
		Вхід	Вихід
Зимовий	(16...20)	22	31
Літній	(26...28)	35	46
Середньорічна температура		28	38

Таблиця 1.2 - Основні показники циркуляційної води ТЕЦ комбінату – бризкальний басейн головної насосної станції цеху водопостачання.

Найменування	Параметр
Відстань, м:	
Права сторона ТЕЦ до градирні №1	300
Ліва сторона ТЕЦ до градирні №2	130
Тиск, кгс/м ² :	
Вода що входить (подається) на ТЕЦ	(самопливно на всмоктування циркуляційних насосів)
Вода що виходить (скидається) від ТЕЦ	(0,89...1,04)
Працююче обладнання в різні періоди року:	
Літо	4 турбоповітрядвнні машини та 2 генератора
Зима	4 турбоповітрядвнні машини та 1 генератор

Як бачимо з вище наведених таблиць, що вода подається на ТЕЦ самопливно, не потребуючи додаткових витрат на насоси для подачі води. Витрата води в різні пори року відрізняється, та становить (16...20) тис. м³ в зимовий період, в літній – (26...28) тис. м³. Кількість необхідного

працюючого обладнання також різне для певного періоду року. В літній період працює 4 повітрядувні машини та 2 генератора, для зимового – 4 повітрядувні машини та 1 генератор. Середньо річна температура становить: вхід води 28 °С, на виході 38 °С.

2 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ЩОДО УТИЛІЗАЦІЇ ВТОРИННИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА

З метою заміщення природного газу місцевим паливом пропонується утилізувати низькопотенційне скидне тепло системи оборотного водопостачання металургійного комбінату «Запоріжсталь» на потреби гарячого водопостачання і опалення Вознесенівського, Олександрівського, Заводського та частково Дніпровського районів.

Економічна ефективність проєкту забезпечується за рахунок зниження споживання природного газу на існуючих котельнях концерну при використанні теплової енергії теплонасосної станції.

В кваліфікаційній роботі пропонується варіант оптимального використання потенціалу скидного тепла для роботи ТНС в централізованій системі теплопостачання у базовому режимі. При цьому взимку ТНС забезпечує опалення та гаряче теплопостачання Вознесенівського району, а влітку – гаряче водопостачання Вознесенівського, Олександрівського, Заводського та частково Дніпровського районів.

Потреби в споживанні електричної енергії теплонасосною станцією в проєкті передбачується забезпечити за рахунок когенераційної установки, яка буде встановлена у комплекті із станцією і буде використовувати у якості палива промислові газу (суміш доменного та коксового газів).

Поєднання двох механізмів утилізації теплових та газових викидів комбінату «Запоріжсталь» здатне створити надзвичайно ефективну систему теплопостачання з мінімальними експлуатаційними витратами.

2.1 Розрахунок параметрів теплового насоса на скидній воді

В якості джерел енергії для теплових насосів можуть бути використані різні середовища: морська і річкова вода, ґрунт і ґрунтові води, стічні води, зворотня мережна вода систем теплопостачання, вихідні гази котлів і т.д.

У традиційній системі теплопостачання температура води в подаючому трубопроводі теплового вводу становить $t_{\text{п}} = 150 \text{ } ^\circ\text{C}$, у вторинній мережі $t_{\text{вм}} = 95 \text{ } ^\circ\text{C}$, а в мережі ГВП $t_{\text{гвп}} = (60 \dots 70) \text{ } ^\circ\text{C}$ [6,с49]. Чим вище температура в прямому трубопроводі, тим більша кількість теплової енергії переноситься до споживачів теплової енергії меншою кількістю води, що перекачується на великі відстані.

При спалюванні викопного палива у водогрійних котлах з температурою $t_{\text{вик.пал}} = (1000 \dots 1500) \text{ } ^\circ\text{C}$ вода нагрівається до $t_{\text{води}} = (100 \dots 150) \text{ } ^\circ\text{C}$, а ексергія палива знижується в 10 разів[6,с13].

При опаленні житлових і громадських будинків необхідно підтримувати внутрішню температуру на рівні $t_{\text{прим}} = (20 \dots 22) \text{ } ^\circ\text{C}$.

У теплових насосах реалізується ідея перекачування теплоти від низькотемпературного джерела, в межі відповідній температурним параметрам навколишнього середовища. У цьому випадку різниця температур джерела і споживача теплової енергії буде мінімальною.

Перевага теплових насосів полягає також у тому, що вони можуть бути вбудовані і в існуючі системи теплопостачання. Великі теплонасосні установки можуть «перекачувати» теплоту від джерела з температурою $(0 \dots +15) \text{ } ^\circ\text{C}$ до $(70 \dots 90) \text{ } ^\circ\text{C}$.

Розглянемо роботу теплового насоса з 2-х ступінчастим відцентровим

компресором і проміжною посудиною з тепловою потужністю 23 МВт. На рисунку 2.1 представлена схема теплового насосу з температурою у випарнику $3.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ і в конденсаторі $90.1\text{ }^{\circ}\text{C}$. В якості робочого тіла в теплому насосі використовується холодоагент R-134a (1,1,1,2-тетрафторетан $\text{CH}_2\text{F}-\text{CF}_3$) з температурою $101.08\text{ }^{\circ}\text{C}$ і тиском 40.603 бар в критичній точці, не надає впливу на озоновий шар[11,с19].

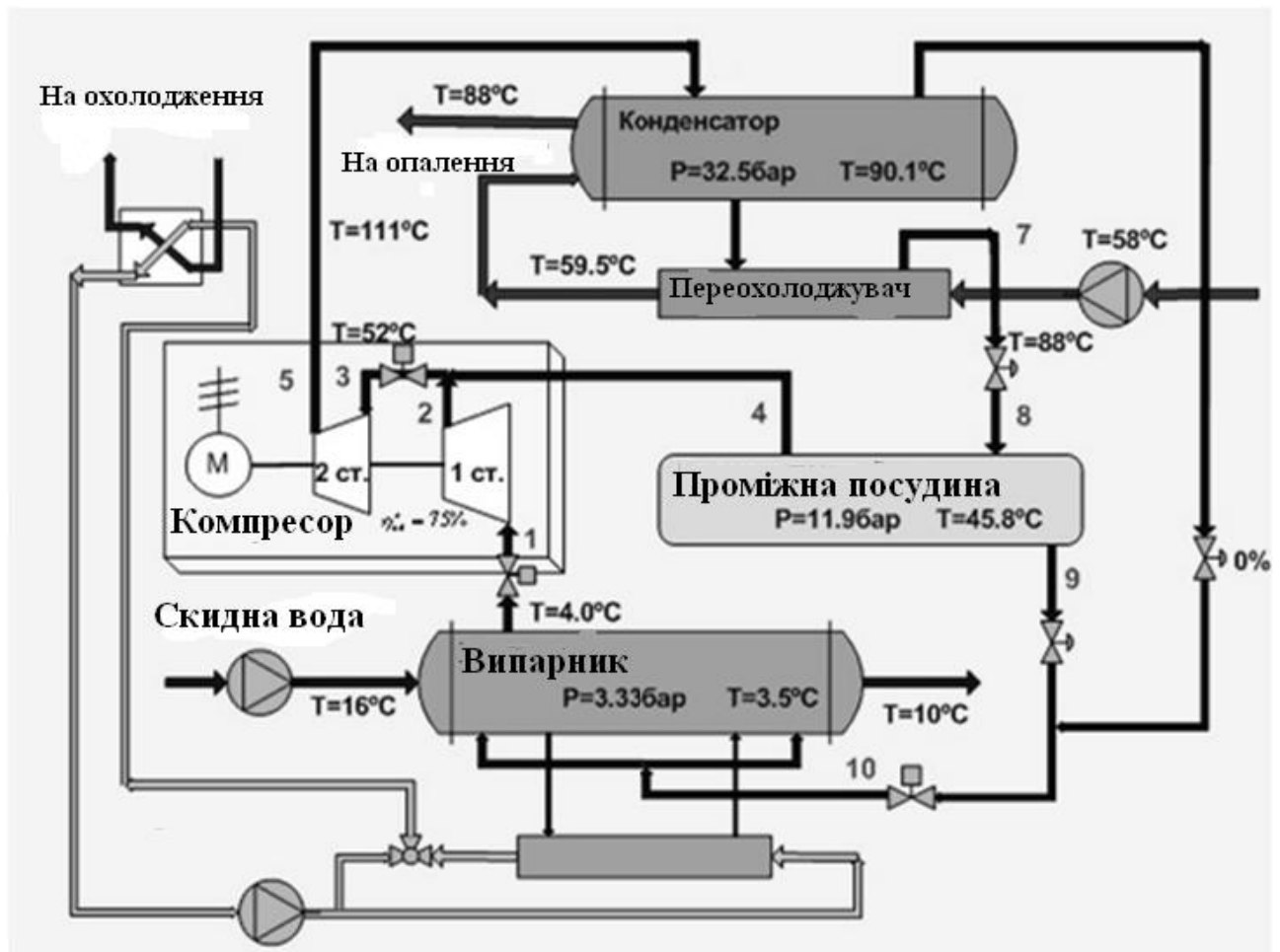


Рисунок 2.1 – Теплова схема високотемпературного теплового насоса при використанні стічних вод

Для виявлення взаємозв'язку термодинамічних параметрів у всіх точках робочого процесу (тиску P , температури T , молярного об'єму V , теплоємності c_p , ентальпії H і ентропії S) досліджуваного холодоагенту, як реального газу, було застосовано рівняння стану Пенга-Робінсона, що є одним з найбільш точних в області, близької до критичної точки:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V(V+b)+b(V-b)}, \quad (2.1)$$

де P - тиск (МПа), T - температура (К), V - молярний об'єм ($\text{м}^3/\text{кмоль}$), $R = 0,0083144 \text{ МПа} \cdot \text{м}^3/\text{кмоль} \cdot \text{К}$ [$\text{кДж} / (\text{моль К})$], a , b , α - коефіцієнти, що визначаються на основі термодинамічних властивостей холодоагенту в критичній точці [12,с13]. Коефіцієнт стисливості Z входить в рівняння стану реального газу речовини у вигляді:

$$Z = \frac{PV}{RT} \quad (2.2)$$

Зміни значень ентальпії $H_{P, T}$ [$\text{Дж} / \text{моль}$] та ентропії $S_{P, T}$ [$\text{Дж} / (\text{моль} \cdot \text{К})$] для тиску P і температури T при послідовному переході від однієї точки робочого процесу до іншої визначалися на основі термодинамічних розрахунків.

При розрахунку двоступінчастого теплового насоса з проміжною посудиною і двоступінчатим дроселюванням витрати холодоагенту в контурах низького G_L і високого тиску G_H визначаються з енергетичного балансу для проміжної посудини в адіабатних умовах:

$$G_H * (h_4 - h_8) = G_L * (h_4 - h_9), \quad (2.3)$$

де h_4 , h_8 і h_9 - питомі ентальпії [$\text{кДж} / \text{кг}$] в робочих точках процесу 4, 8 і 9.

Звідки витікає відношення витрати холодоагенту в контурі високого тиску G_H до витрати в контурі низького тиску G_L :

$$\frac{G_H}{G_L} = \frac{(h_4 - h_9)}{(h_4 - h_8)}, \quad (2.4)$$

де δ - частка пара з проміжної посудини по відношенню до пару з 1-го ступеня компресора.

$$\frac{G_H}{G_L} = \frac{(422.7 - 262.5) \text{кДж/кг}}{(422.7 - 340.7) \text{кДж/кг}} = 1,954 .$$

Оскільки $1 + \delta$ - витрата пари в 2-му ступені компресора, тоді отримуємо $\delta = 0.954$.

Ентальпія пари в точці 3, надходячого у 2-у сходинку компресора високого тиску, визначається з рівняння змішання пари, що виходить з проміжної посудини (точка 4) і з 1-го ступеня компресора низького тиску (точка 2), кДж/кг:

$$h_3 = \frac{h_2 + \delta * h_4}{1 + \delta} , \quad (2.5)$$

$$h_3 = \frac{439.8 + 0.954 * 422.7}{1.954} = 431.4 .$$

У розрахунках процесів стиснення в ступенях компресора при визначенні питомих ентальпій h_2 і h_5 ізоентропний ККД приймається рівним 0.75.

Тепловий насос на конденсаторі і охолоджувачі може видавати теплову потужність $Q_{\text{конд}} = 23000$ кВт і нагрівати воду з $t_{\text{гв1}} = 58$ °С до $t_{\text{гв2}} = 88$ °С.

Витрата холодоагенту у верхньому контурі дорівнює, т/г:

$$G_H = \frac{Q_{\text{конд}}}{h_3 - h_1} , \quad (2.6)$$

$$G_H = \frac{23000}{(462,5 - 340,7) \text{кДж/кг}} = 139,6 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 502,5 .$$

Витрата холодоагенту в нижньому контурі, т/Г:

$$G_L = \frac{G_H}{1 + \delta}, \quad (2.7)$$

$$G_L = \frac{139.6 \text{ кг/с}}{1.954} = 71,44 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 257,2 .$$

Споживання механічної енергії на привід 1-го, 2-го ступеня і компресора в цілому дорівнює, кВт:

$$N_{H1} = G_L * (h_2 - h_1), \quad (2.8)$$

$$N_{H1} = 71,44 \frac{\text{кг}}{\text{с}} * (439,8 - 403,5) \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} = 2192 \text{ кДж};$$

$$N_{H2} = G_H * (h_5 - h_3), \quad (2.9)$$

$$N_{H2} = 139,6 \frac{\text{кг}}{\text{с}} * (462,5 - 431,4) \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} = 4078 ;$$

$$N_{HE} = N_1 + N_2, \quad (2.10)$$

$$N_{HE} = 2192 + 4078 = 6270 .$$

Електромеханічний ККД електродвигуна на валу компресора приймається рівним $\eta_{em} = 0.98$. Споживання електричної енергії на привід компресора, кВт:

$$N_e = \frac{N_{HE}}{\eta_{em}}, \quad (2.11)$$

$$N_e = \frac{6270}{0,98} = 6398 .$$

Коефіцієнт трансформації тепла визначається за формулою:

$$\mu = \frac{Q_{\text{конд}}}{N_E} , \quad (2.12)$$

$$\mu = \frac{23000}{6398} = 3,6 .$$

При подачі у випарник охолоджувальної води в літній період замість стічних вод, тепловий насос крім тепла може виробляти холод для систем кондиціювання, при цьому його холодопродуктивність буде дорівнювати, кВт:

$$Q_{\text{исп}} = G_L * (h_1 - h_{10}), \quad (2.13)$$

$$Q_{\text{исп}} = 71.44 * (403.5 - 262.5) \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} = 10073 .$$

Коефіцієнт трансформації тепла $\mu = 3,6$ вийшов достатньо великим, навіть при варіанті розрахунку теплового насоса з великим діапазоном різниці температур холодоагенту у випарнику і конденсаторі

$$\Delta t = t_{\text{конд}} - t_{\text{исп}} = 90.1 - 3.5 = 86.6 \text{ } ^\circ\text{C} .$$

На основі результатів розрахунку побудовані діаграми теплових процесів (тиск P - ентальпія H) і (температура T - ентропія S) і представлені на рис. 2.2 і 2.3.

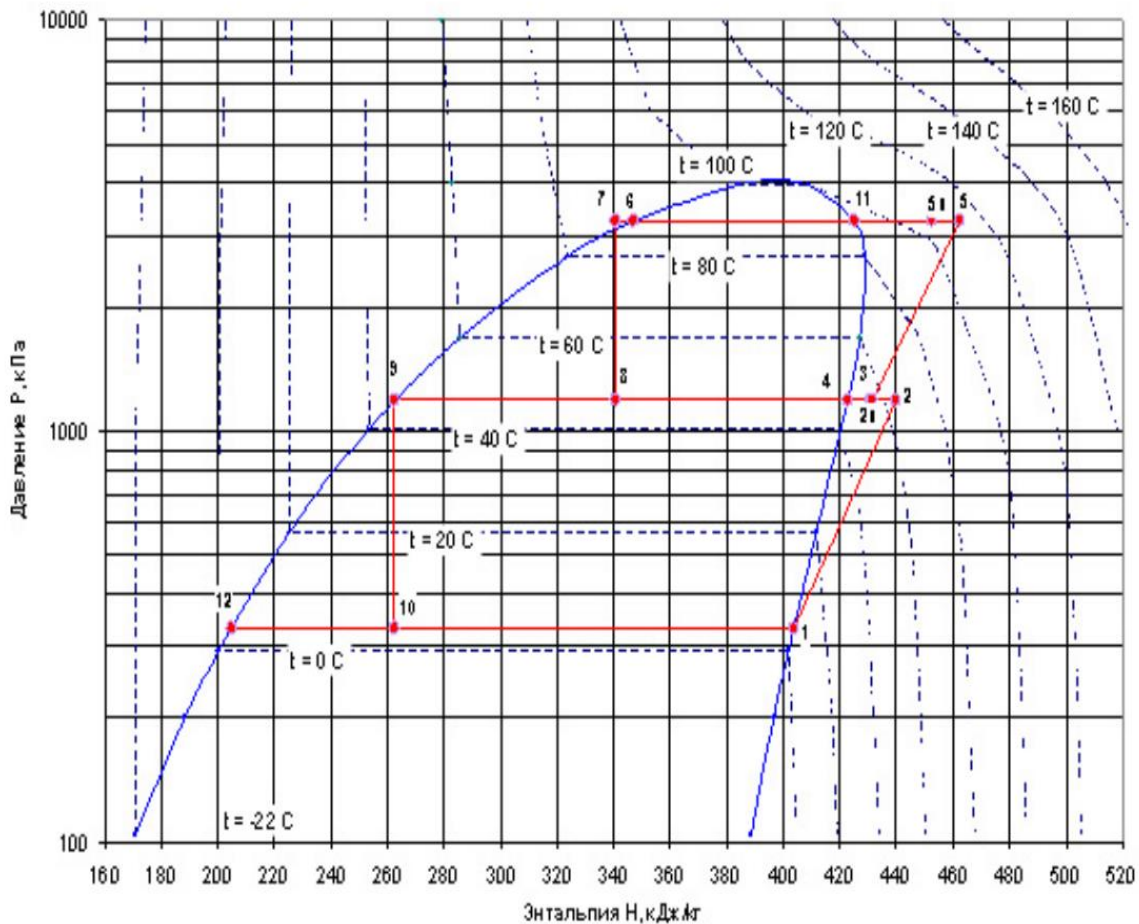


Рисунок 2.2 - РН-діаграма теплових процесів роботи двоступеневого теплового насоса на холодоагенті R-134a на стічних водах

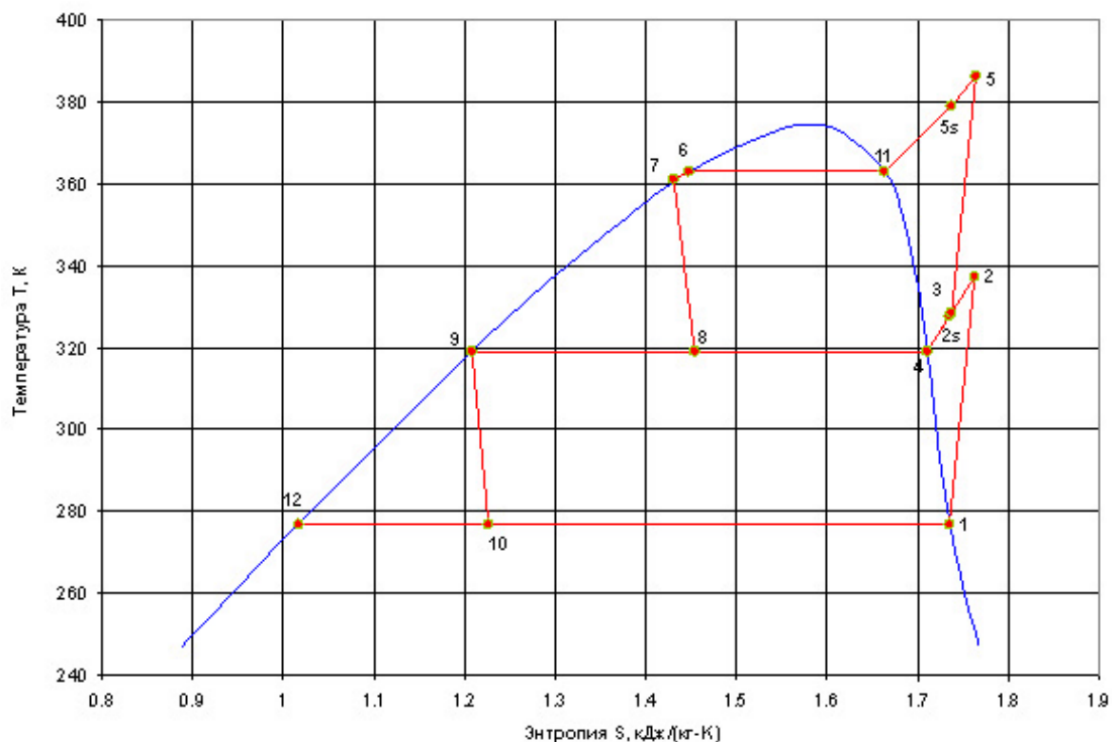


Рисунок 2.3 - TS-діаграма теплових процесів роботи двоступеневого теплового насоса на холодоагенті R-134a на стічних водах

При тепловій потужності конденсатора $Q_{\text{конд}} = 23000$ кВт споживання електричної енергії на привід компресора складе $n_e = 6,4$ МВт, а коефіцієнт трансформації тепла - $\mu = 3,6$.

2.2 Розрахунок втрат тепла у тепломагістралях

Теплові втрати у магістралях дуже важливий аспект даного проєкту, тому необхідно провести розрахунок для визначення максимальної різниці температур між вихідною з ТНС ПАТ «Запоріжсталь» та вхідною на найбільш віддаленій котельні.

Розрахунок втрат у теплових магістралях виконують у такій послідовності:

1) Визначаємо за таблицями 2.1 та 2.2 теплофізичні характеристики повітря λ_v і v_v при заданій його температурі. У розрахунку слід використовувати значення, обрані безпосередньо з таблиць, без всяких перекладних коефіцієнтів, так як вони включені в розрахункові формули.

2) По таблиці 2.3 визначаємо поправочний коефіцієнт на швидкість повітря β_v в залежності від типу місцевості.

3) Визначаємо значення поправки на кут обдування трубопроводу β_ϕ , прирівнюючи його середньому значенню 0,821, або, якщо відомий кут обдування, визначаючи його по таблиці 2.4.

4) Визначаємо критерій Рейнольдса для повітря:

$$Re = 1000 U \beta_u D_n / v_v .$$

5) Визначаємо коефіцієнт конвективної тепловіддачі.

Якщо значення критерію Рейнольдса менше 1000, то обчислення проводимо за формулою:

$$\alpha_k = \frac{4,3 \beta \varphi Re^{0,5} \lambda_B}{Dn} . \quad (2.14.)$$

В іншому випадку обчислення проводимо за формулою:

$$\alpha_k = \frac{2,16 \beta \varphi Re^{0,6} \lambda_B}{Dn} . \quad (2.15.)$$

6) Визначаємо ступінь чорноти поверхні трубопроводу ε_{Π} прирівнюючи її середньому значенню 0,9.

7) Визначаємо коефіцієнт променистої тепловіддачі:

$$\alpha_k = \frac{4,97 \varepsilon_{\Pi} \frac{(T_{\Pi} + 273)}{100} * 4 - \frac{(T_B + 273)}{100} * 4}{(T_{\Pi} - T_B)} . \quad (2.16)$$

8) Визначаємо повний коефіцієнт тепловіддачі:

$$\alpha_{\Pi} = \alpha_k + \alpha_{\text{л}} . \quad (2.17.)$$

9) Визначаємо годинні теплові втрати трубопроводом:

$$Q = \frac{\alpha_{\Pi} \pi D_{\Pi} L (T_{\Pi} - T_B)}{1000} . \quad (2.18)$$

Подальші дії слід виконувати, якщо є побоювання, що зниження температури на ділянці велике і розрахунок слід виконувати з нелінійної залежності. Для подальшого розрахунку повина бути відома витрата теплоносія на ділянці.

10) Визначаємо модуль показника експоненти AL:

$$AL = \frac{\alpha_{\pi} \pi D_{\pi} L}{10^6 Gw} \quad (2.19.)$$

Якщо отримане значення незначно відрізняється від 0, то похибка розрахунку тепловтрат становить приблизно половину обчисленого значення. Так, якщо отримане значення дорівнює 0,05, то можна вважати, що тепловтрати були визначені з точністю близько 2,5 %. Якщо отримана точність розрахунку влаштовує, то переходимо до наступного пункту. При необхідності можна відкоригувати значення тепловтрат у відповідності з певною похибкою:

$$Q = Q \left(1 - \frac{AL}{2}\right) . \quad (2.20)$$

11) Якщо значення модуля показника експоненти AL більше 0,05, або якщо потрібна більш висока точність розрахунку, обчислюємо зниження температури теплоносія на ділянці за рахунок тепловтрат по експоненційній залежності:

$$\Delta T_w = (T_w - T_b) (1 - e^{-AL}) . \quad (2.21)$$

12) Визначаємо кінцеву температуру теплоносія, щоб переконатися, що трубопровід не перемерзне:

$$T_{w_k} = T_w - \Delta T_w . \quad (2.22)$$

13) Визначаємо уточнене значення тепловтрат:

$$Q = 1000 Gw \Delta T_w . \quad (2.23)$$

Таблиця 2.1 – Коефіцієнти теплопровідності повітря $\lambda_B \cdot 10^2$

$T_B, ^\circ\text{C}$		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$T_B < 0$	-40	1,82	1,813	1,806	1,799	1,792	1,785	1,778	1,771	1,764	1,757
	-30	1,89	1,883	1,876	1,869	1,862	1,855	1,848	1,841	1,834	1,827
	-20	1,96	1,953	1,946	1,939	1,932	1,925	1,925	1,911	1,904	1,897
	-10	2,03	2,023	2,016	2,009	2,002	1,995	1,995	1,981	1,974	1,967
	0	2,1	2,093	2,086	2,079	2,072	2,065	2,065	2,051	2,044	2,037
$T_B > 0$	0	2,1	2,106	2,112	2,118	2,124	2,13	2,13	2,142	2,148	2,154
	10	2,16	2,167	2,174	2,181	2,188	2,195	2,195	2,209	2,216	2,223
	20	2,23	2,237	2,244	2,251	2,258	2,265	2,265	2,279	2,286	2,293
	30	2,3	2,307	2,314	2,321	2,328	2,335	2,335	2,349	2,356	2,363
	40	2,37	2,376	2,382	2,388	2,394	2,4	2,4	2,412	2,418	2,424

Таблиця 2.2 — Коефіцієнт кінематичної в'язкості повітря $\nu_B \cdot 10^6$

$T_B, ^\circ\text{C}$		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$T_B < 0$	-40	10,04	9,95	9,87	9,79	9,71	9,63	9,55	9,47	9,39	9,31
	-30	10,80	10,72	10,65	10,57	10,50	10,42	10,34	10,27	10,19	10,12
	-20	11,79	11,69	11,59	11,49	11,39	11,30	11,20	11,10	11,00	10,90
	-10	12,43	12,37	12,30	12,24	12,17	12,11	12,05	11,98	11,92	11,85
	0	13,28	13,20	13,11	13,03	12,94	12,86	12,77	12,69	12,6	12,52
$T_B < 0$	-40	13,28	13,37	13,46	13,54	13,63	13,72	13,81	13,90	13,98	14,07
	-30	14,16	14,25	14,34	14,43	14,52	14,61	14,70	14,79	14,88	14,97
	-20	15,06	15,15	15,25	15,34	15,44	15,53	15,62	15,72	15,81	15,91
	-10	16,00	16,10	16,19	16,29	16,38	16,48	16,58	16,67	16,77	16,86
	0	16,96	17,06	17,16	17,26	17,36	17,46	17,55	17,65	17,75	17,85

Таблиця 2.3 — Поправочні коефіцієнти на вітровий тиск та швидкість повітря

Тип місцевості	Поправка на вітровий тиск, β_p	Поправка на швидкість повітря, β_u
Відкрита - узбережжя морей та озер, пустели, степи, лісостепи, тундра	0,75	0,866
Пересічна – міські території, лісні масиви і тд, з перешкодами висотою до 10м	0,5	0,707
Міська – міські райони з забудовами висотою більше 20м	0,4	0,632

Таблиця 2.4 – Поправочні коефіцієнти на кут обдуву

φ, град.	90	80	70	60	50	40	30	20	10
β_ϕ	1	1	0,98	0,95	0,87	0,77	0,67	0,60	0,55

Таблиця 2.5 - Використовувані одиниці виміру розрахункових величин

Розрахунковий параметр	Позначення	Одиниці виміру
1	2	3
Початкова температура води у трубопроводі	T_w	$^{\circ}\text{C}$
Температура повітря	T_B	$^{\circ}\text{C}$
Зовнішній діаметр трубопроводу	D_n	мм
Довжина трубопроводу	L	м

Продовження таблиці 2.5

1	2	3
Швидкість вітру	U	м/с
Витрата теплоносія	G_w	т/год
Годинні теплові втрати в трубопроводі	Q	ккал/год
Коефіцієнт конвективної тепловіддачі	α_k	ккал/(год*м ² *°С)
Коефіцієнт лучової тепловіддачі	α_l	ккал/(год*м ² *°С)
Коефіцієнт повної тепловіддачі	α_n	ккал/(год*м ² *°С)
Теплопровідність повітря	λ_B	ккал/(год*м*°С)
Кінематична в'язкість повітря	ν_B	м ² /с
Критерій Рейнольдса	Re	-
Поправка на швидкість повітря	β_u	-
Поправка на кут обдуву	β_ϕ	-
Коефіцієнт випромінювання абсолютно чорного тіла	C_o	ккал/(год*м ² *К ⁴)
Ступінь чорноти поверхні трубопроводу	E_n	-
Теплоємність води	C_w	ккал/(кг*°С)
Зниження температури води	ΔT_w	°С

Розрахунок виконуємо для найбільш холодного місяця, з середньою температурою -21 °С.

Вихідні дані:

$D_{\text{п}} = 426 \text{ мм}$, $L = 6000 \text{ м}$, $T_{\text{г}} = 88 \text{ °С}$, $T_{\text{в}} = -21 \text{ °С}$, $U_{\text{в}} = 6,4 \text{ м / с}$,
 $G_{\text{в}} = 460 \text{ т / год}$, місцевість пересічена.

Визначаємо за таблицями 2.1 та 2.2 при $T_{\text{в}} = -21 \text{ °С}$:

$$\lambda_{\text{в}} = 1,953;$$

$$v_{\text{в}} = 11,69.$$

По таблиці 2.3 визначаємо для пересіченої місцевості:

$$\beta_{\text{и}} = 0,707.$$

По таблиці 2.4 приймаються за середнім значенням:

$$\beta_{\text{ф}} = 0,821.$$

Обчислюємо критерій Рейнольдса:

$$Re = 1000 \cdot 6,4 \cdot 0,707 \cdot 426 / 11,69 = 164890.$$

Розраховуємо за таблицею 2.2 :

$$\alpha_{\text{к}} = 2,16 \cdot 0,821 \cdot 1625670,6 \cdot 1,953 / 426 = 10,975.$$

Ступінь чорноти поверхні трубопроводу приймається за середнім значенням:

$$\varepsilon_{\text{п}} = 0,9.$$

Обчислюємо коефіцієнт променевої тепловіддачі:

$$\alpha_{\text{п}} = 4,97 \cdot 0,9 \cdot (((88 + 273) / 100)^4 - ((-21 + 273) / 100)^4) / (88 + 21) = 4,348.$$

Розраховуємо коефіцієнт повної тепловіддачі:

$$\alpha_{\text{п}} = 10,975 + 4,348 = 15,323.$$

Обчислюємо годинні втрати у трубопроводі, ккал / год:

$$Q = 16,08 \cdot 3,14 \cdot 426 \cdot 6000 \cdot (88 + 21) / 1000 = 14067050,3.$$

Розраховуємо модуль показника експоненти AL:

$$AL = 16,08 \cdot 3,14 \cdot 426 \cdot 6000 / (10^6 \cdot 460) = 0,28.$$

Отже, тепловтрати були визначені з похибкою близько 1,4 %

$$0,28 / 2 \cdot 100 = 1,4 \%$$

Обчислень з нелінійної залежності не потрібно. Для корекції значення тепловтрат обчислюємо годинні втрати, ккал / год:

$$Q = 14067050,3 \cdot (1 - 0,28 / 2) = 5064138,1.$$

Розраховуємо зниження температури, °С :

$$\Delta T_w = 5064138,1 / (10^3 \cdot 460) = 11.$$

З отриманих даних, можливо зробити висновок про те, що тепловитрати в магістралі до найбільш віддаленої котельні не вплинуть на якість теплопостачання і забезпечать необхідні умови.

2.3 Вибір схеми включення теплових насосів

Схема включення конденсаторів та випарників теплонасосних установок може суттєво впливати на показники ефективності роботи ТНУ [7,8]. Підсистема теплового насоса в узагальненому вигляді представлена на рис. 2.4. На рисунку 2.5 представлено варіанти підсистеми теплового насоса з двох теплових насосів.

Варіанти підсистеми теплового насоса з трьох теплових насосів наведено на рисунку 2.6.

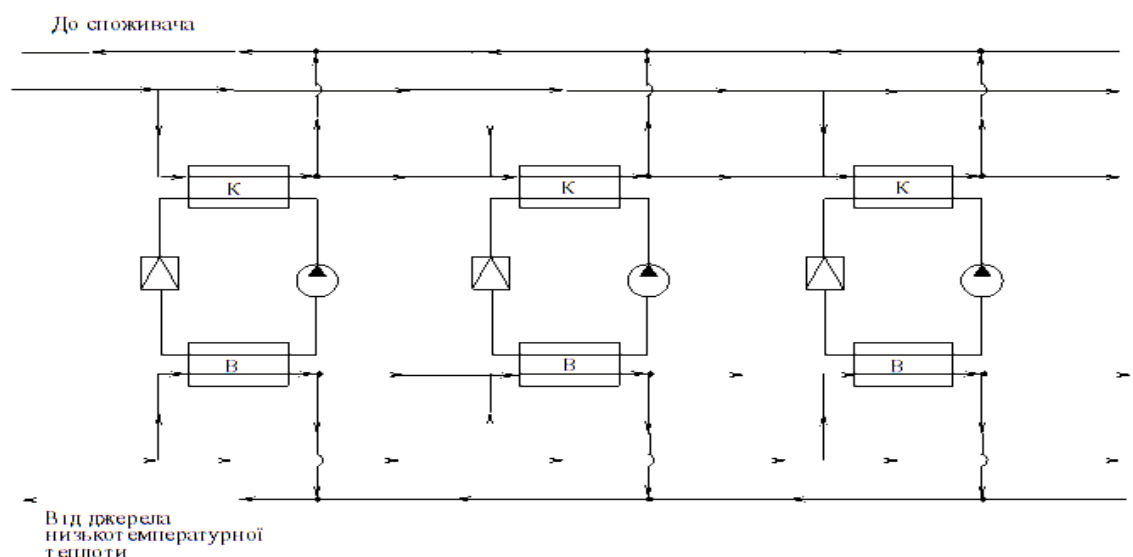


Рисунок 2.4 – Підсистема теплового насоса в узагальненому вигляді: В – випарник; К - конденсатор

Варіанти паралельно-послідовних схем	Варіант каскадної схеми
а) 	д) 
б) 	
в) 	
г) 	

Рисунок 2.5 – Варіанти підсистеми теплового насоса з двох насосів

Розглянемо підсистему теплового насоса з трьох теплових насосів. При роботі ТНУ у складі джерела тепlopостачання в системі тепlopостачання можна розрізнити чотири можливі схеми з'єднання конденсаторів та випарників теплових насосів.

Згідно з рис. 2.6, необхідно розглянути такі схеми: а) випарники з'єднані паралельно, конденсатори з'єднані паралельно (схема I); б) випарники з'єднані паралельно, конденсатори з'єднані послідовно (схема II); в) випарники з'єднані послідовно, конденсатори з'єднані паралельно (схема III); г) випарники з'єднані послідовно, конденсатори з'єднані послідовно (схема IV).

Проаналізуємо вищевказані схеми стосовно системи з трьох парокompресійних ТНУ та визначимо найбільш ефективні з них з термодинамічної та енергетичної точок зору.

На рис. 2.6 представлені досліджувані схеми включення випарників та конденсаторів теплових насосів в ТНУ.

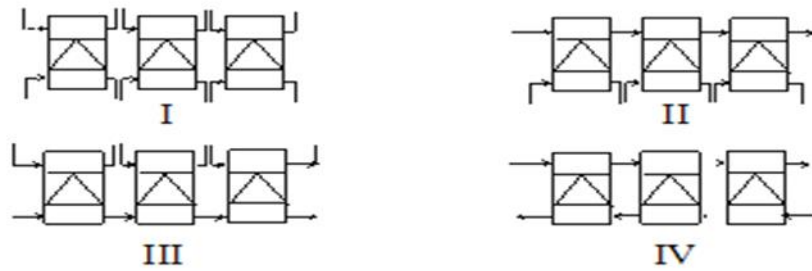


Рисунок 2.6 – Схеми включення випарників та конденсаторів теплових насосів,

де: I – паралельне включення випарників та конденсаторів;

II – послідовне включення конденсаторів та паралельне включення випарників;

III – послідовне включення випарників та паралельне включення конденсаторів;

IV – послідовне включення випарників та конденсаторів.

Мірою енергетичної ефективності ТНУ є відношення теплоти, яка відпущена споживачу в конденсаторі, та витраченої енергії (коефіцієнт перетворення μ).

Величина коефіцієнта перетворення залежить від різниці температур нагріваного (у конденсаторі) $t_{\text{ТН}}$ та грійного джерела (у випарнику) $t_{\text{НТ}}$, особливостей термодинамічного циклу, технічної доконалості конструкції теплового насоса. У першому наближенні можна вважати, що коефіцієнт μ залежить тільки від різниці температур.

Для згаданих схем прийmemo, що температури $t_{\text{НТ}}$ на вході у перший за напрямком руху випарник та $t_{\text{ТН}}$ на виході з останнього за напрямком руху конденсатора є сталими. Сталим значенням $t_{\text{НТ}}$ та $t_{\text{ТН}}$ будуть відповідати сталі значення температур випаровування $t_{\text{В}}$ та конденсації $t_{\text{К}}$ відповідно. Зміна значень температур випаровування та конденсації в системі з трьох ТНУ з

різними схемами наведена в таблиці 2.6. Вплив зміни різниці температур на значення потужностей компресорів наведено на рис.2.7:

$$\Delta t = t_K - t_B \quad (2.24)$$

Отже, для трьох ТНУ у схемі I $N_1 = N_2 = N_3$, а загальна потужність компресорів складе $[\Sigma N]I = 3N_1$. Схема II забезпечує певне заощадження енергії на привод компресора на величину ΔN . Схема III має певну перевитрату електроенергії порівняно з попередніми схемами. Схема IV забезпечує, з одного боку, економію, а з іншого, – перевитрату енергії та за ефективністю дещо наближається до схеми I. Але для цієї схеми суттєво зростуть витрати енергії на прокачування тепло- та холодоносіїв через послідовно з'єднані випарники та конденсатори.

Таблиця 2.6 - Значення температур випаровування та конденсації в системі з трьох ТНУ

№ схеми	Характеристика схеми	Різниці температур		
		ТН - 1	ТН - 2	ТН - 3
I	$t_B = \text{const}$ $t_K = \text{const}$	$t_K - t_B = \text{const}$	$t_K - t_B = \text{const}$	$t_K - t_B = \text{const}$
II	$t_B = \text{const}$ $t_K = \text{var}$	$t_{K1} - t_B$	$t_{K2} - t_B >$ $> t_{K1} - t_B$	$t_{K3} - t_B >$ $> t_{K2} - t_B$
III	$t_B = \text{var}$ $t_K = \text{const}$	$t_K - t_{B1}$	$t_K - t_{B2} >$ $> t_K - t_{B1}$	$t_K - t_{B3} >$ $> t_K - t_{B2}$
IV	$t_B = \text{var}$ $t_K = \text{var}$	$t_{K1} - t_{B1}$	$t_{K2} - t_{B2} >$ $> t_{K1} - t_{B1}$	$t_{K3} - t_{B3} >$ $> t_{K2} - t_{B2}$

Здійснений аналіз ефективності схем включення конденсаторів та випарників ТНУ дозволяє визначити оптимальну схему для певних умов. Так, для забезпечення вищих температур теплоносія на виході з конденсатора, більш ефективною є схема II. Схема I може застосовуватись при змінній витраті теплоносія в конденсаторах. Схема IV може бути використана для значного охолодження холодоносія у випарниках. Схема III

може бути використана для забезпечення більшого охолодження холодоносія при змінній витраті теплоносія у конденсаторі.

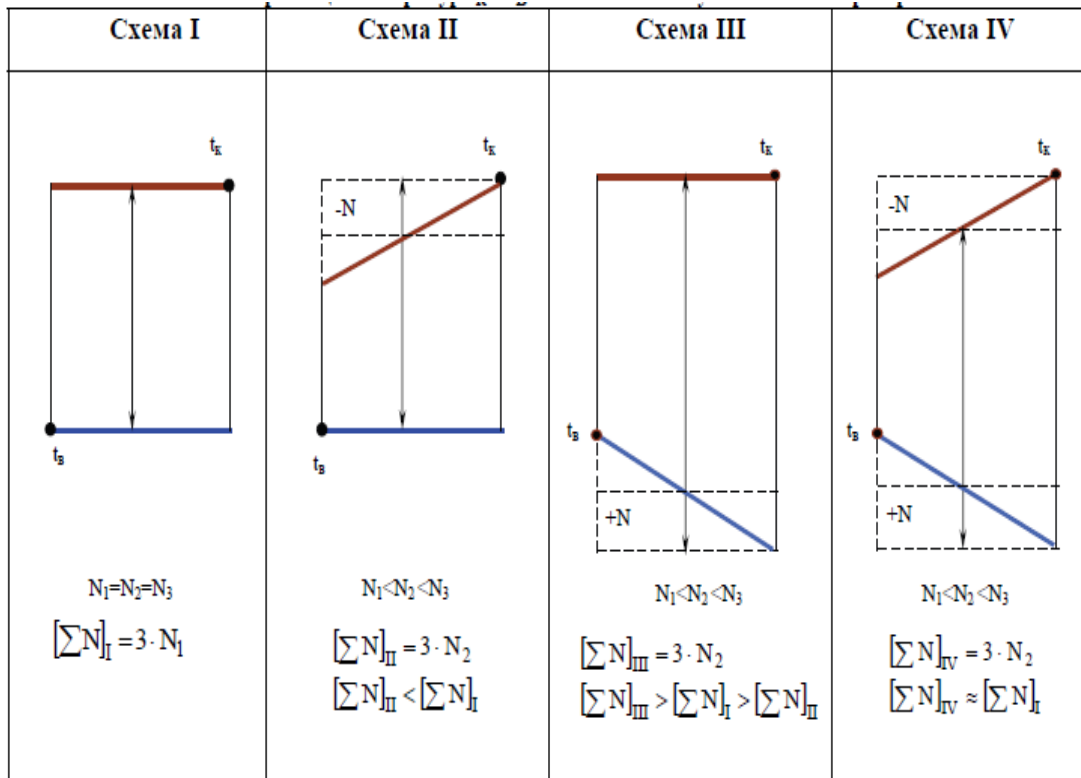


Рисунок 2.7 – Вплив різниці температур t_k-t_b на значення потужностей компресорів

Отже, з проведеного аналізу схем випливає висновок, що найбільш ефективною з енергетичної точки зору є схема II, до якої наближається за ефективністю схема I. Схема II хоча і передбачає вищі витрати електроенергії на прокачування теплоносія через послідовно з'єднані конденсатори, але ці витрати компенсуються значною економією енергії на привід компресорів.

Послідовне включення конденсаторів теплових насосів при паралельному з'єднанні випарників забезпечує нагрівання теплоносія до певної температури з меншими витратами енергії, або дозволяє здійснити підігрів теплоносія на більшу величину з такими ж витратами енергії, як при паралельній схемі включення конденсаторів.

2.4 Вибір теплових насосів та когенераційних установок

В кваліфікаційній роботі пропонується використання теплових насосів на діоксиді вуглецю одичною потужністю 23 МВт (ТНСО₂-23000), призначений для нагріву мережевої води при утилізації викидного тепла об'єктів промисловості. Розрахункові дані необхідної потужності теплопостачання наведені нижче (табл.2.7).

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики теплового насосу ТНСО₂-23000

Показник	Значення
Теплова потужність, кВт	23000
Вхідна температура мережевої води, °С	15
Вихідна температура мережевої води, °С	80
Вхідна температура джерела низько потенційного тепла, °С	28
Вихідна температура джерела низько потенційного тепла, °С	20
Коефіцієнт перетворення, не менше	5,0
Електрична потужність	6400

Монтаж систем опалення на базі теплових насосів має суттєві відмінності від установки стандартних опалювальних агрегатів - газових, рідкопаливних та інших котлів. З одного боку відсутня необхідність

підведення газу і, відповідно, отримання дозволу для цього, також не треба створювати запас палива, який займає місце. З іншого - необхідно встановлювати погодостійку теплову систему на фундаменті.

Місце монтажу теплового насоса і тип техніки визначають особливості всього комплексу робіт: якщо насос встановлюється всередині будівлі, необхідно підготувати опорну раму і здійснити звукоізоляцію приміщення, передбачити можливість доступу до обладнання з усіх боків; при монтажі поза приміщенням також необхідно встановити шумозахисні загородження, крім того, буде потрібна теплоізоляція всіх трубопроводів. Також на трудомісткість і вартість робіт впливає місце розташування об'єкта та характеристики самого проекту.

У цілому, в порівнянні зі стандартною системою опалення комплекс робіт більш трудомісткий і витратний. Проте в результаті монтаж теплових насосів забезпечує автономність теплопостачання при високих показниках ефективності та економічності, з якими не можуть зрівнятися традиційні варіанти.

Відносно низька поширеність і велика вартість систем, що використовують теплові насоси, зумовили необхідність високої кваліфікації у фахівців, що здійснюють їх проектування та встановлення - при недотриманні технології основні вузли системи швидко виходять з ладу, що призводить до різкого зменшення ККД всієї дорогої тепломережі.

Вибір котелень, представлених у цьому проекті, ґрунтується на тому, що вони знаходяться ближче до ТНС ПАТ «Запоріжсталь» та з'єднані вже існуючою тепловою мережею.

Довжина тепломагістралей від ТЕЦ ПАТ «Запоріжсталь» до котельних наведена в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Довжина тепломагістралей від ТЕЦ ПАТ «Запоріжсталь» до котельних

№	Котельня	Довжина тепломагістралі, км
1	вул. Адмірала Нахімова, 4	1,9
2	пр. Металургів, 32	4,8
3	вул. Шкільна, 2а	4,3
4	вул. Артема, 79а	6
5	вул. Ушакова, 251	4

Для визначення необхідної кількості теплових насосів, проведемо аналіз покриття теплового навантаження.

При розрахунках необхідно користуватись значеннями у МВт, тому переведемо Гкал/год в МВт використовуючи коефіцієнт перетворення $1\text{Гкал/год} = 1,163\text{МВт}$

$$Q_{\text{МВт}} = Q_{\text{Гкал/год}} \cdot 1,163, \quad (2.24)$$

$$Q_{\text{Адмірала Нахімова,4}} = 22,1 \cdot 1,163 = 25,70,$$

$$Q_{\text{Металургів,32}} = 11,0 \cdot 1,163 = 12,79,$$

$$Q_{\text{Шкільна,2а}} = 1,5 \cdot 1,163 = 1,74,$$

$$Q_{\text{Артема,79а}} = 16,1 \cdot 1,163 = 18,72,$$

$$Q_{\text{Ушакова,251}} = 4,3 \cdot 1,163 = 5,0.$$

Розглянемо декілька варіантів встановлення ТН(табл.2.9):

Таблиця 2.9 – Кількість теплових насосів

Варіант	1	2	3
Тип ТН	ТНСО2-23000	ТНСО2-23000	ТНСО2-23000
Кількість	1	2	3
Загальна потужність,МВт	23	46	69

Для сумарної потужності використовуємо наступну формулу:

$$Q = \sum Q_{\text{котелень}} \quad (2.25)$$

Розглянемо перший варіант. Обираємо для підключення 2 найближчі котельні по вулиці Адмірала Нахімова та Ушакова. Розраховуємо загальну потужність:

$$Q_1 = Q_{\text{Адмірала Нахімова,4}} + Q_{\text{Ушакова,251}},$$

$$Q_1 = 25,7 + 5,0 = 30,7 > 23.$$

При використанні тільки ТН потужністю 23 МВт ми не зможемо якісно забезпечити теплом найближчі котельні по вулиці Адмірала Нахімова 4 та Ушакова 251, для покриття різниці потужностей, можливе використання теплової енергії від КГУ, яка становить 4 МВт.

Розглядаючи другий варіант, перевіримо теплове навантаження чотирьох найближчих котелень.

$$Q_2 = Q_{\text{Адмірала Нахімова,4}} + Q_{\text{Ушакова,251}} + Q_{\text{Шкільна,2а}} + Q_{\text{Металургів,32}},$$

$$Q_2 = 25,7 + 5,0 + 1,74 + 12,79 = 45,23 < 46.$$

Використовуючи 2 ТН загальною потужністю 46 МВт можливо забезпечити вже 4 котельні міста.

Також розглянувши третій варіант кількості ТН, побачимо що їхня потужність 69 МВт забезпечить усі дані котельні .

$$Q_3 = Q_{\text{Адмірала Нахімова},4} + Q_{\text{Ушакова},251} + Q_{\text{Шкільна},2a} + Q_{\text{Металургів},32} + Q_{\text{Артема},79a}$$

$$Q_3 = 25,7 + 5,0 + 1,74 + 12,79 + 18,72 = 63,9 < 69.$$

Користуючись розрахованими даними теплового насосу, обираємо когенераційні установки, для забезпечення електроенергією теплових насосів, з розрахунку 6,4 МВт на один насос.

Пропонується використовувати когенераційні установки такої потужності, виробника ENTORPIE, у якого в наявності є модульна КГУ НРС 3200N, з електричною потужністю 3200 кВт.

У таблиці 2.10 наведені технічні характеристики когенераційної установки, а на рисунку 2.8 представлено її загальний вигляд.

Таблиця 2.10 – Технічні характеристики когенераційної установки

Показник	Значення
Теплова потужність, кВт	4000
Електрична потужність, кВт	3200
Вид палива	біогаз, промислові гази
Температурний графік, °С	90/70
ККД при номінальній потужності, %	97,3
Коефіцієнт потужності (налаштовується)	(0,8...1,0)
Габарити, мм	7300*1800*2600



Рисунок 2.7 – Загальний вигляд модульної когенераційної установки
ENTROPIE

Модульні КГУ ENTROPIE - це компактні теплоелектростанції на основі газових двигунів MAN до 500 кВт і DEUTZ від 500 кВт. КГУ можуть поставлятися як з системою утилізації тепла, так і без неї.

КГУ установки можуть поставлятися у відкритому виконанні або в кожусі - модульне виконання, для встановлення всередині приміщення. Шумопоглинаючий кожух призначено для майже повного придушення шуму, створюваного когенераційними установками. В результаті шум знижується до (60...65) дБ / м².

Для роботи поза приміщенням КГУ можуть бачи також розміщені в контейнері - контейнерне виконання, виконує функції кожуха, в якому обладнується освітлення, опалення та ін. Кожухи і контейнери мають високу антикорозійну стійкість за рахунок цинкового покриття сталевих листів і якісного фарбування.

Можлива реалізація КГУ в синхронній роботі з піковими водогрійними котлами КГУ + опалювальна установка. Комплектація КГУ

можлива для роботи в повному паралельному режимі з електричною мережею, тобто генератор отримує з мережі при пікових навантаженнях електроенергію, а також віддає надлишок вироблюваної електроенергії в мережу, в односторонньому паралельному режимі, згладжуючи пікові навантаження за рахунок отримання електроенергії з мережі, в повному автономному режимі, або комбінованому, тобто при відключенні мережі двигун переходить в автономний режим.

При необхідності в сумарній електричній потужності установки більше 4 МВт, (максимальна потужність однієї машини) когенераційні установки можуть працювати паралельно (до 15 установок в одному блоці). У цьому випадку для кожної з когенераційних установок необхідно встановити панель синхронізації.

КГУ ENTROPIE можуть також працювати на різних видах газу, наприклад: біогаз, попутний газ, шахтний газ, газ звалищ, газ очисних споруд, коксовий газ і т.д. Для проектування установки на альтернативних видах газу необхідно надати хімічний аналіз газу. Альтернативний газ, повинен мати вміст CH_4 не менше 55 % та вихлопний газ.

У таблиці 2.11 представлена необхідна кількість КГУ для електропостачання ТН.

Таблиця 2.11 – Кількість КГУ

Показник	Значення		
	1	2	3
Кількість ТН	1	2	3
Електрична потужність ТН	6,4	12,8	19,2
Кількість КГУ	2	4	6

3 КОГЕНЕРАЦІЙНІ УСТАНОВКИ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА

Для когенераційних установок можливі два режими роботи: паралельний з енергосистемою і автономний - на власне навантаження. Застосування останнього доцільно при перевазі «спокійного» статичного навантаження з рівномірним графіком споживаної потужності. Але в більшості випадків навантаження є рухомим, тому при автономному режимі роботи в цьому випадку складно забезпечити необхідну якість електроенергії. Таким чином, кращим варіантом є паралельна робота генераторів з енергосистемою. Цей варіант є також більш надійним, тому що при аварії в енергосистемі власні генеруючі джерела автоматично відключаються ділительним захистом, працюючи на власне навантаження. Однак при спорудженні своїх генеруючих джерел на діючому промисловому підприємстві особливо гостро постає проблема обмеження струмів короткого замикання, що пов'язано з комутаційною здатністю встановлених вимикачів і термічною стійкістю кабелів розподільчої мережі.

Оскільки для дозволу на приєднання нових електроустановок або додаткових потужностей до електричних мереж енергосистеми видаються технічні умови енергопостачальної організації на кожне приєднання, розглянемо можливості організації схеми електропостачання для даного проекту. В кваліфікаційній роботі планується підключення когенераційних установок сумарною потужністю 6,4 МВт, що розміщується на проммайданчику підприємства, до мереж енергосистеми. Електропостачання виконано від головної знижувальної підстанції (ГЗП) 110/6 кВ, до якої підключені розосереджені розподільні пристрої (РП) по території заводу. До відповідних РУ 6 кВ підключені трансформаторні підстанції (ТП) з силовими трансформаторами 6/0, 4 кВ, принципова схема приведена на рисунку 3.1. У

розподільній мережі 6 кВ номінальний струм відключення існуючих вимикачів становить 20 кА.

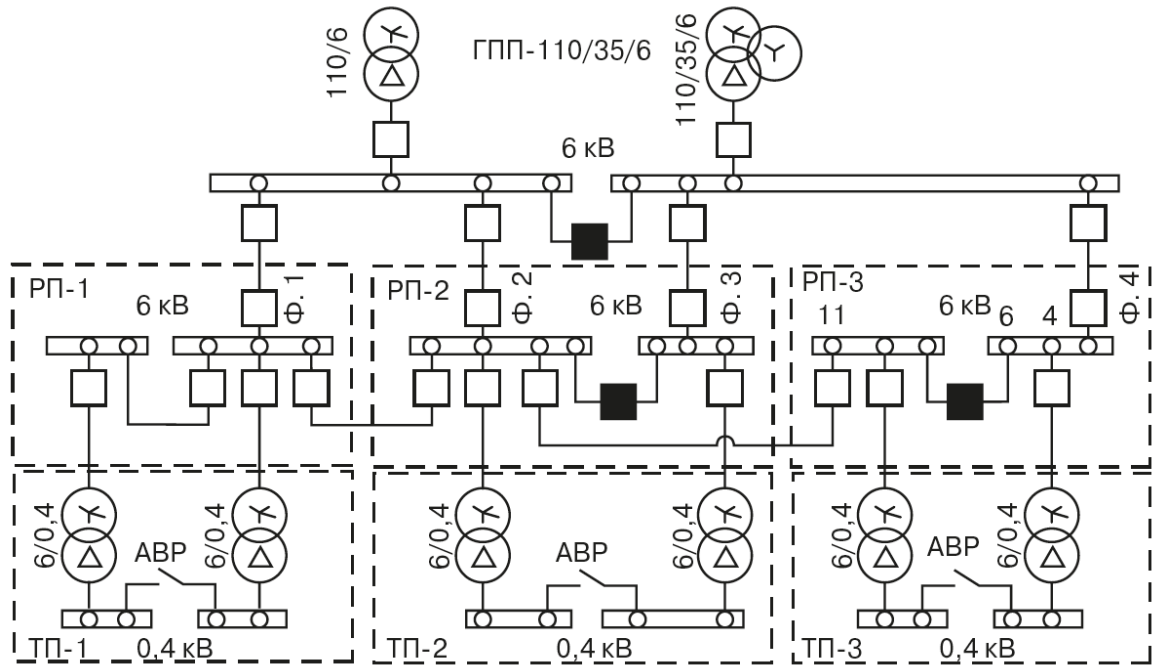


Рисунок 3.1 – Принципова схема електропостачання ПАТ
«Запоріжсталь»

За такої схеми електропостачання підприємства генеруюче джерело може бути підключене на шини напругою 6 або 0,4 кВ. При підключенні до шин напругою 0,38 кВ номінальний струм генератора складе 4754 А. У зв'язку з цим замість кабельної лінії повинні застосовуватися струмопровід і автоматичний вимикач на відповідний номінальний струм, що призводить до значних витрат на реконструкцію існуючої системи електропостачання заводу. Більш кращим варіантом є підключення генератора на номінальну напругу 6 кВ.

Одним з найбільш важливих питань при виборі схеми електропостачання підприємства при підключенні генеруючого джерела є забезпечення умов перетікання потужності між енергосистемою і власними генераторами.

Підключення генератора до РП-2 обрано з урахуванням наявності резервної ячейки в приміщенні РУ, та враховуючи технічну умову на підключення до мережі енергосистеми енергопостачальної організації являється використання виробленої електроенергії від КГУ, в першу чергу, для покриття своїх потреб навантаження, а в виняткових випадках – видача в мережу її надлишку.

При такій схемі електропостачання струми короткого замикання перевищують комутаційну здатність існуючих вимикачів. Для обмеження струмів короткого замикання потрібна установка лінійних реакторів на вводах на секції РУ 6 кВ від трансформаторів на ГЗП та заміна всіх існуючих вимикачів на вимикачі з номінальним струмом відключення 31,5 кА і вище.

Для підключення КГУ до мережі електропостачання підприємства, та економії витрат на реконструкцію та заміну обладнання, необхідно з'єднати секції РП-2. При цьому для обмеження струмів короткого замикання ф. 3 залишається в гарячому резерві (вимикач фідера з боку ГПП включений, вимикач з боку підприємства відключений) з установкою на відключеному вимикачі АВР (рисунок, 3.2).

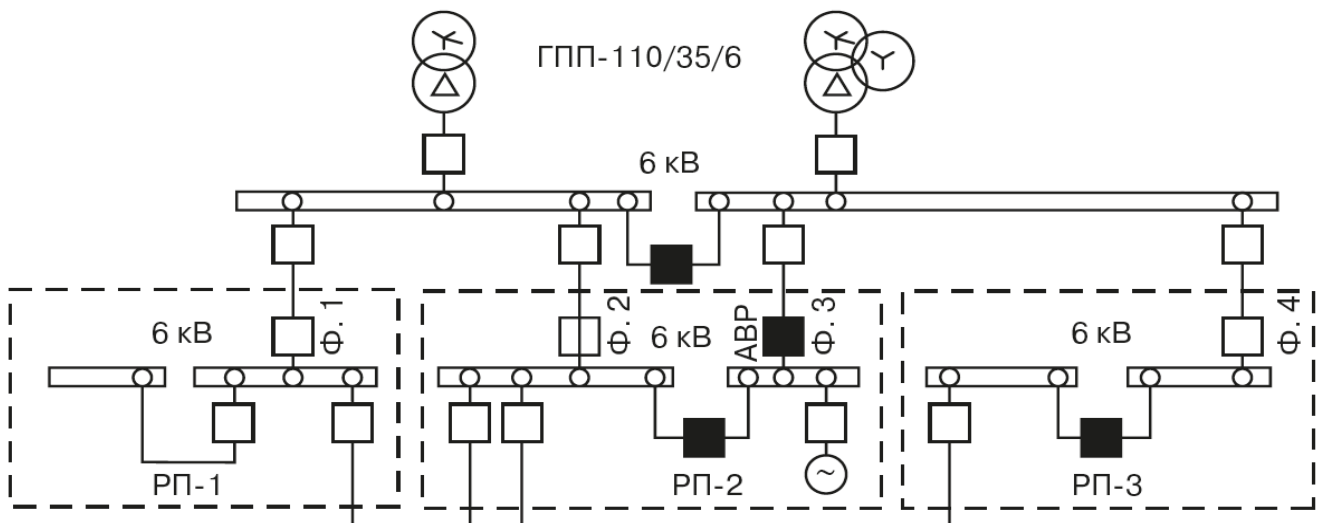


Рисунок 3.2 – Схема електропостачання підприємства з урахуванням підключення до неї КГУ

Для забезпечення надійної роботи системи електропостачання, пропонується заміна деяких елементів мережі.

Основною задачею для забезпечення надійної роботи енергосистеми, є заміна вимикачів, які обираються за такою методикою.

Вимикачі це основні комутаційні апарати, які служать для вмикання і вимикання ланцюгів в різних режимах роботи. Найбільш відповідальною операцією є вимикання струмів короткого замикання.

Струмоведучі елементи комутаційних апаратів не розраховані на перевантаження, тому при їх виборі номінальний струм повинен бути більше максимально тривалого струму:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рмах}} \cdot \quad (3.1)$$

Номінальна напруга в паспорті характеризує рівень ізоляції апарата, тому умови вибору за напругою:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{мережі}} \cdot \quad (3.2)$$

Вимикачі перевіряються на вимикаючу здібність по дійсному струму короткого замикання, який може вимкнути апарат без пошкодження [4, с.78]:

$$I_{\text{відкл}} \geq I'' \cdot \quad (3.3)$$

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_{\text{уд.р}} \leq i_{\text{ном.дин}} \cdot \quad (3.4)$$

де - $i_{\text{уд.р}}$ – розрахункове значення ударного струму короткого замикання

$i_{\text{ном.дин}}$ – амплітуда максимально допустимого струму, характеризуючого електродинамічну стійкість;

$$i_{уд.р} = \sqrt{2} * K_y * I'' . \quad (3.5)$$

Струмообмежувальні реактори вибирають за номінальним значенням напруги, струму і індуктивного опору, перевіряють на електродинамічну і термічну стійкість при струмах КЗ. Умови вибору та перевірки струмообмежувальних реакторів наведено в табл. 3.1.

Номінальний струм реактора визначають за умовами аварійного режиму. За номінальний струм зведеного реактора приймають номінальний струм однієї гілки, причому середній висновок його розрахований на подвійний струм. Номінальний реактивний опір зведеного реактора дорівнює опору однієї гілки.

Залежно від місця включення в схемі розрізняють реактори лінійні та секційні. В якості лінійного реактора використовують одинарний або зведений реактори. Лінійний реактор рекомендується встановлювати після вимикача з боку лінії.

При виборі індуктивного опору лінійного реактора слід виходити з умови економічно доцільного обмеження струму КЗ і забезпечення необхідної якості електроенергії (втрати напруги не більше (4...5) %, обмеження відхилення і коливання напруги при різкозмінних навантаженнях).

Необхідна ступінь обмеження струму КЗ при пошкодженні за реактором визначається параметрами вимикаючих апаратів (вимикачі, запобіжники) у розподільчих пристроях (6...10) кВ і площею перетину кабельних ліній, термічна стійкість яких повинна бути забезпечена. Як правило, струм КЗ в мережах промислових підприємств повинен дозволяти застосування осередків КРУ серійного виробництва.

Таблиця 3.1 – Умови вибору та перевірки струмообмежувальних реакторів

Параметр	Позначення параметру, умови вибору	Примітка
Напруга, кВ	$U_H \geq U_{HY}$	Додатково перевіряється за умовою $U_{пр} \geq U_{HY} + U_{PY}$
Довготривалий струм, кА: одинарний реактор Гілки зведеного реактору	$I_H \geq I_{P.утж}$ $I_H \geq 0,71 I_{тр.утж}$	Додатково перевіряється за умовою $I_{H0} \geq I_{P.утж}$ При $\theta_{ср} + 35^{\circ}C$
Струм електродинамічної стійкості, кА: дійсне значення ударний	$I_{НОМ.ДОП} \geq I_{П.о}$ $i_{н.дин} \geq i_{уд}$ $0,35 i_{н.динн.дин} \geq i_{уд}$	Для одиничного реактору, а також зведеного при протіканні струмів КЗ по одній гілці чи по двох в одному напрямку. Для зведеного реактора при протіканні струму КЗ по двом гілкам в зустрічному напрямку
Термічна стійкість	$I_{нютер}^2 t_{н.тер} \geq B_k$	Для одинарних та зведених реакторів
Вибір реактивного опору реактора, %	$X_{н,р} \geq X_p$	$X_{н,р} \% = \sqrt{3} I_H X_p / 10 U_H$

Вибір шин та ізоляторів. Збірні шини електроустановок та ошиновка в межах відкритих та закритих РП усіх напруг перевіряються по економічній щільності струму не підлягають.

Перевірка перетину на нагрів (по допустимому струму):

$$I_{p.\max} \leq I_{\text{доп}} . \quad (3.6)$$

Перевірка на термічну дію струмів короткого замикання не виконується, бо шини виконані голими (неізольованими) дротами на відкритому повітрі.

Вибір трансформаторів струму та напруги для зручності зводимо до таблиць.

Таблиця 3.2 – Вибір трансформаторів струму

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{мережі}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{p.\max}$	$I_{p.\max} = 440 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600$
$i_{\text{уд.р}} \leq i_{\text{ном.дин}}$	$i_{\text{уд.р}} = 27 \text{ кА}$	$i_{\text{ном.дин}} = 1200$

Обираємо трансформатор струму ТОЛ-10.

Трансформатор струму ТОЛ-10 додатково перевіряємо за вторинним навантаженням:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (3.7)$$

де - Z_2 – вторичне навантаження трансформатора струму;

$Z_{2\text{ном}}$ – номінально допустиме навантаження трансформатора струму в обраному класі точності

$$Z_2 \approx r_2 . \quad (3.8)$$

Вторинне навантаження складається з опору приладів, дротів та перехідного опору контактів:

$$r_2 = r_{\text{прил}} + r_{\text{др}} + r_{\text{к}} . \quad (3.9)$$

Опір приладів вторинних кіл:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{н}}^2} , \quad (3.10)$$

де - $S_{\text{прил}}$ - потужність приладів;

$I_{2\text{н}}$ - вторинний ном струм прилада, $I_{\text{ном}} = 5\text{А}$.

Зводимо до таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Навантаження вторинних кіл трансформатора ТОЛ-10

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Н-344	-	10	-
Ватметр	Д-335	2,5	-	2,5
Ватметр	Д-335	2,5	-	2,5
Електроний лічильник	СТКЗ.Q1-Н4	2,5	-	2,5
Всього		7,5	10	7,5

З формули 3.10 загальний опір приладів, Ом:

$$r_{\text{прил}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 .$$

Допустимий опір з'єднувальних дротів:

$$r_{др} = r_{2ном} - r_{прил} - r_k, \quad (3.11)$$

де - $r_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$ – номінальний опір навантаження вторинних кіл ;

r_k – перехідний опір контактів, $z_k = 0,1 \text{ Ом}$

$$r_{др} = 1,2 - 0,4 - 0,1 = 0,7 \text{ Ом} .$$

Таблиця 3.4 – Вибір трансформаторів струму

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{мережі} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$

Обираємо трансформатори напруги 3хЗНОЛ-6-61-У1

На боці 110 кВ силових трансформаторів замість існуючих масляних вимикачів типу ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1, встановлюються елегазові вимикачі типу GL312-F1/4031/VR1750/ФК 3.

У зв'язку з приєднанням на шини 6 кВ підстанції навантаження від когенераційної станції, збільшуються струми короткого замикання. Тому передбачається заміна масляних вимикачів вводів 6 кВ трансформатора та секційних вимикачів секцій шин 6 кВ на вакуумні вимикачі типу VD 4 з струмом відключення 40 кА.

При розрахунку струмів КЗ в мережі 6 кВ навіть у номінальному режимі вони перевищують допустимі (31.5 кА) для існуючого обладнання. З метою їх зменшення проєктом передбачається установка струмообмежуючих реакторів на шинопроводах від КГЕС та на вводах секцій 6 кВ, що передбачає встановлення двох додаткових ячеек на виводах 6 кВ силових трансформаторів. Існуючі ввідні ячейки 6 кВ від силових трансформаторів використовуються у новій схемі в якості ввідних на секції 6 кВ. Для

мінімізації витрат та економії місця установка реакторів передбачається на вільному місці поруч з будівлею існуючих реакторів. Дана компоновка дозволяє зменшити кількість новозмонтованих шинопроводів в КРУ-6 кВ.

Через велике коливання навантажень на секціях за умовами забезпечення нормального рівня напруг на них установка струмообмежуючих реакторів з великим опором неможлива. У зв'язку з вище зазначеним для обмеження струмів КЗ в мережі обрані реактори з опором 0.1 Ом.

На вводах 6 кВ силових трансформаторів додатково встановлюються вакуумні вимикачі типу VD 4 з трансформаторами напруги в осередках типу ВМ-1 ЗАТ «Ампер» і струмообмежуючі реактори типу XYSP - 0,318 мГн/3150А - 0,1 Ом.

Навантаження когенераційної електростанції підключається через струмообмежуючий реактор типу XYSP - 0,318 мГн/3150А - 0,1 Ом до існуючого вводу на секцію 6 кВ.

ВИСНОВКИ

1. У роботі виконано аналіз шляхів утилізації вторинних енергетичних ресурсів промислового підприємства.

2. Пропонується варіант оптимального використання потенціалу скидного тепла для роботи теплонасосної установки в централізованій системі тепlopостачання у базовому режимі. Користуючись розрахованими даними теплового насосу, обрано дві когенераційні установки, для забезпечення електроенергією теплових насосів, з розрахунку 6,4 МВт на один насос. Запропоновано використання теплових насосів на діоксиді вуглецю одичною потужністю 23 МВт (ТНСО₂-23000), призначених для нагріву мережевої води при утилізації викидного тепла об'єктів промисловості.

3. Підключення когенераційних установок передбачається на шини 6 кВ, до РП-2 яке обрано з урахуванням наявності резервної ячейки в приміщенні РУ. Включення когенераційних установок у систему електропостачання підприємства, передбачає заміну обраних комплектуючих, а саме установка лінійних реакторів типу XYSP - 0,318 мГн/3150А - 0,1 Ом на вводах на секції РУ 6 кВ від трансформаторів на ГПП та заміна всіх існуючих вимикачів на вимикачі з номінальним струмом відключення 31,5 кА і вище. А саме заміна масляних вимикачів вводів 6 кВ трансформатора та секційних вимикачів секцій шин 6 кВ на вакуумні вимикачі типу VD 4 з струмом відключення 40 кА. На стороні 110 кВ також виконується необхідна заміна замість існуючих масляних вимикачів типу ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1, встановлюються елегазові вимикачі типу GL312-F1/4031/VR1750/FK 3. Ці заходи спрямовані на вдосконалення системи електропостачання та підвищення її надійності.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг : веб сайт.
URL:<http://www.nerc.gov.ua/?id=189> (дата звернення: 12. 10. 2022).
2. Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України : веб сайт. URL: <http://www.sae.gov.ua/uk/news/2270> (дата звернення: 12. 10. 2016).
3. Варламов Р. Б., Любчик Р. М., Маляренко С. А. Теплоенергетичні установки та екологічні аспекти виробництва енергії: Підручник. – К: ІВЦ "Політехніка", 2003. – 232 с.
4. Ткаченко С. Й. Розрахунки теплових схем і основи проектування джерел тепlopостачання / С. Й. Ткаченко, М. М. Чепурний, Д. В. Степанов. – Вінниця : ВНТУ, 2005. – 137 с.
5. Безродний М. К. Термодинамічна та енергетична ефективність теплонасосних схем тепlopостачання: монографія / М. К. Безродний, Н. О. Притула// НТУУ «КПІ» Вид-во «Політехніка». - 2016. – С. 44-165.
6. Накоряков В.Є., Єлістратов С.Л. Енергетична ефективність комбінованих опалювальних установок на базі теплових насосів з електроприводом // Промислова енергетика. - 2008. - № 3. - С.28-33.
7. Миколаїв Ю.Є., Бакшеев А.Ю. Визначення ефективності теплових насосів, що використовують теплоту зворотної мережної води ТЕЦ // Промислова енергетика. - 2007. - № 9. - С. 14-17.
8. Matsevity Y.M. Alternative system of a heat supply on the basis of the thermal pump with the soil heat exchanger / Y.M. Matsevity, N. B. Chirkin, V. N. Ostapchuk// Energy saving, power engineering, energy audit. -2007.- №. 8. – pp 111-154.

9. Matsevity Y.M. About rational use of heatpump technologies in economy of Ukraine / Y.M. Matsevity, N. B. Chirkin, V. N. Ostapchuk// Energy saving, power engineering, energy audit. -2009.- №. 3. – pp 65-90.
10. Stepanenko V.A. Ukraine. Problems of financing of thermomodernization of residential multystoried buildings / V.A. Stepanenko //Portal-power. Effective energy saving. – 2013. –pp. 11-33.
11. Arashi N. Evaluation of energy use in district heating and cooling plant using sewage and one using air as heat source./ N. Arashi, A. Inaba // Journal of Japan Institute of Energy. -2000. –pp, 446-454.
12. Гершкович В. Ф. Особенности проектирования систем теплоснабжения зданий с тепловыми насосами / В. Ф. Гершкович// ЧП “Энергоминимум”.- 2009. – С. 24-41.
13. Безродний М. К. Теплові насоси та їх використання: навч. посіб. / М. К. Безродний, І. І. Пуховий, Д. С. Кутра.// НТУУ «КПІ». - 2013. – С. 45-151.
14. ДСТУ Б В.2.5-44:2010. Проектування систем опалення будівель з тепловими насосами. Чинний від 01.09.2010. // Мінрегіонбуд України.- 2010. – С. 12-20.
15. Зубков В. А. Использование тепловых насосов в системах теплоснабжения / В. А. Зубков // Теплоэнергетика. – 1996. – №2. – С. 17–20.
16. Зимин Л. Б. Опытная установка для утилизации низкопотенциальной теплоты вентиляционных выбросов метрополитенов /Л. Б. Зимин // Пром. теплотехника. – 2001. – Т.23, 1–2. – С. 92–95.
17. Стенин В. А. Использование теплонасосной установки в системах теплоснабжения / В. А. Стенин // Теплоэнергетика. – 1997. – №5. – С. 28–29.
18. Бубялис Э. Возможности и перспектива применения тепловых насосов в производстве низкопотенциальной теплоты / Э. Бубялис, К. Марцинаускас, Р. Шкема // Промышленная теплотехника. – 2000. – Т.22, №3. – С. 53–56. 24.

19. Жарські К. Охолоджувач відхідних газів як низькотемпературне джерело тепла для теплових pomp / К. Жарські, К. Лоренц // Ринок інсталяційний. – 2001. – №5. – С. 16–17.

20. Пасечниченко О. Л. Використання теплоенергетичного потенціалу докілья / О. Л. Пасечниченко, О. М. Щербина // Ринок інсталяційний. – 2001. – №8. – С. 8–9.

21. Андрющенко А. Важнейшие особенности энергосбережения на городских ТЭЦ и оценки эффективности их технического совершенствования / А. Андрющенко // Энергозберігаючі технології та автоматизація. – 2002. – №3. – С. 23–27.

22. Долинский А. А. Новые теплофизические методы решения проблем современной теплоэнергетики Украины / А. А. Долинский, В. Г. Носач // Пром. теплотехника. – 2000. – №4. – С. 3–8.

23. К вопросу окупаемости затрат на сооружение когенерационных установок в системе муниципального теплоснабжения / В. Н. Клименко, П. П. Сабашук, А. И. Мазур [и др.] // Пром. теплотехника. – 1997. – №6. – С. 91–97.

24. Клименко В. Н. Проблемы когенерационных технологий в Украине / В. Н. Клименко // Пром. теплотехника. – 2001. – Т.23, №4–5. – С. 106–110.

25. Ткаченко С. Й. Систематизація інформації з розробки, дослідження та впровадження теплонасосних установок / С. Й. Ткаченко, О. П. Остапенко // Сучасні технології, матеріали і конструкції в будівництві: науково-технічний збірник. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2007. – №4. – С. 176–184.

26. Ткаченко С. Й. Узагальнена теплотехнологічна система з теплонасосною установкою / С. Й. Ткаченко, О. П. Остапенко // Сучасні технології, матеріали і конструкції в будівництві: науково-технічний збірник. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2006. – №3. – С. 136–141.

27. Остапенко О. П. Теплонасосні установки в системах теплопостачання / О. П. Остапенко // Вісник ВПІ. – 2002. – №3. – С. 55–59.

28. М. М. Чепурний. Аналіз енергетичної ефективності застосування теплонасосних установок в системах централізованого теплопостачання / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко, О. П. Остапенко // Вісник ВПІ. – 2002. – №4. – С. 48–52.

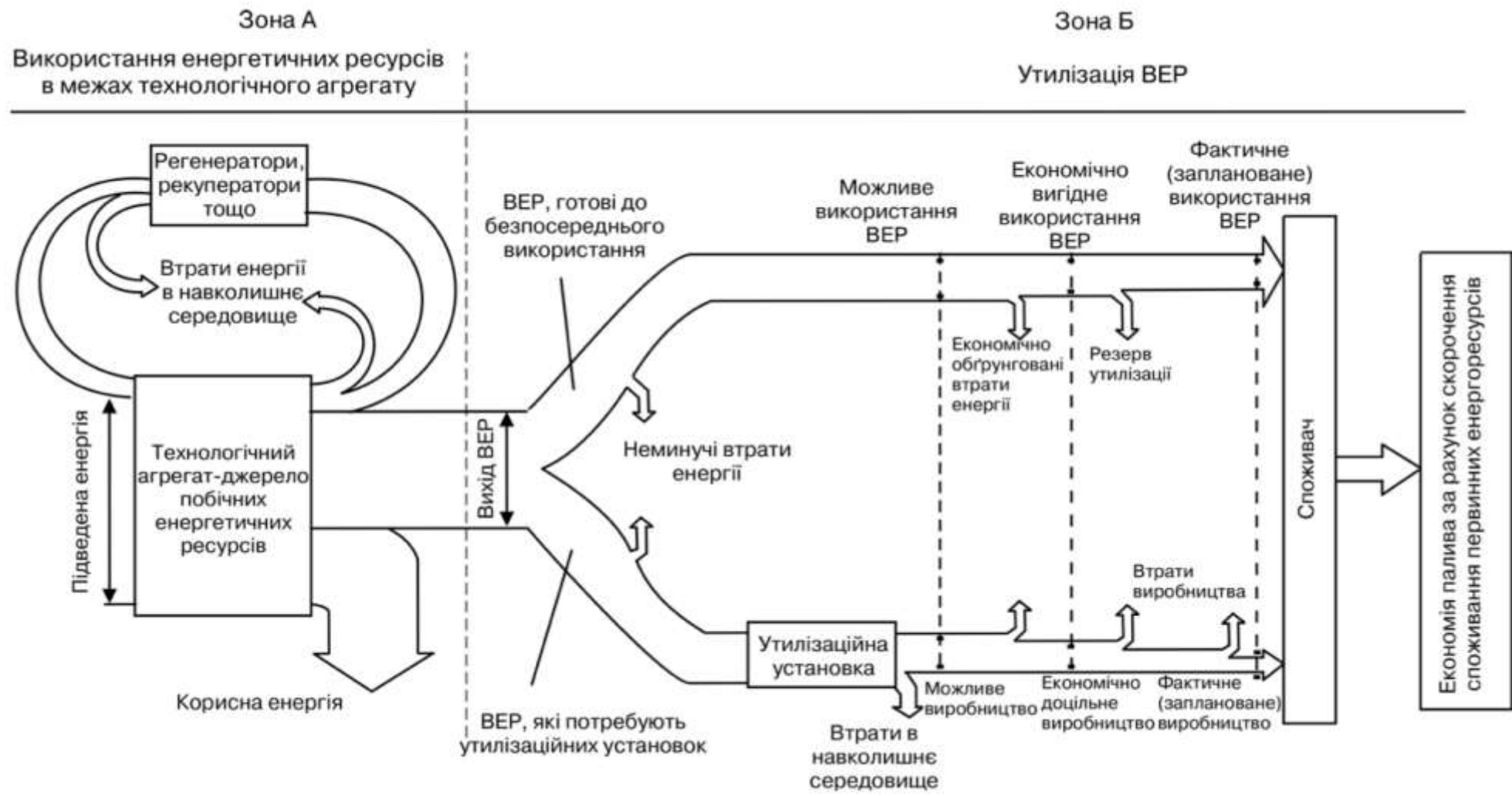
ДОДАТОК А

Демонстраційні матеріали до захисту дипломної роботи
«Аналіз енергоефективності когенераційних установок на об'єктах
промислової енергетики»

Кваліфікаційна робота на тему:
«Аналіз енергоефективності
когенераційних установок на об'єктах
промислової енергетики»

Виконав:
ст. гр. 6.1419
Тітков Д.М.

ПРИНЦИПОВА СХЕМА ВИКОРИСТАННЯ ВТОРИННИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ НА ОБ'ЄКТАХ ПРОМИСЛОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ



ПРИНЦИПОВА СХЕМА УТИЛІЗАЦІЇ ВТОРИННИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ ПІДПРИЄМСТВА ДЛЯ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ М.ЗАПОРІЖЖЯ

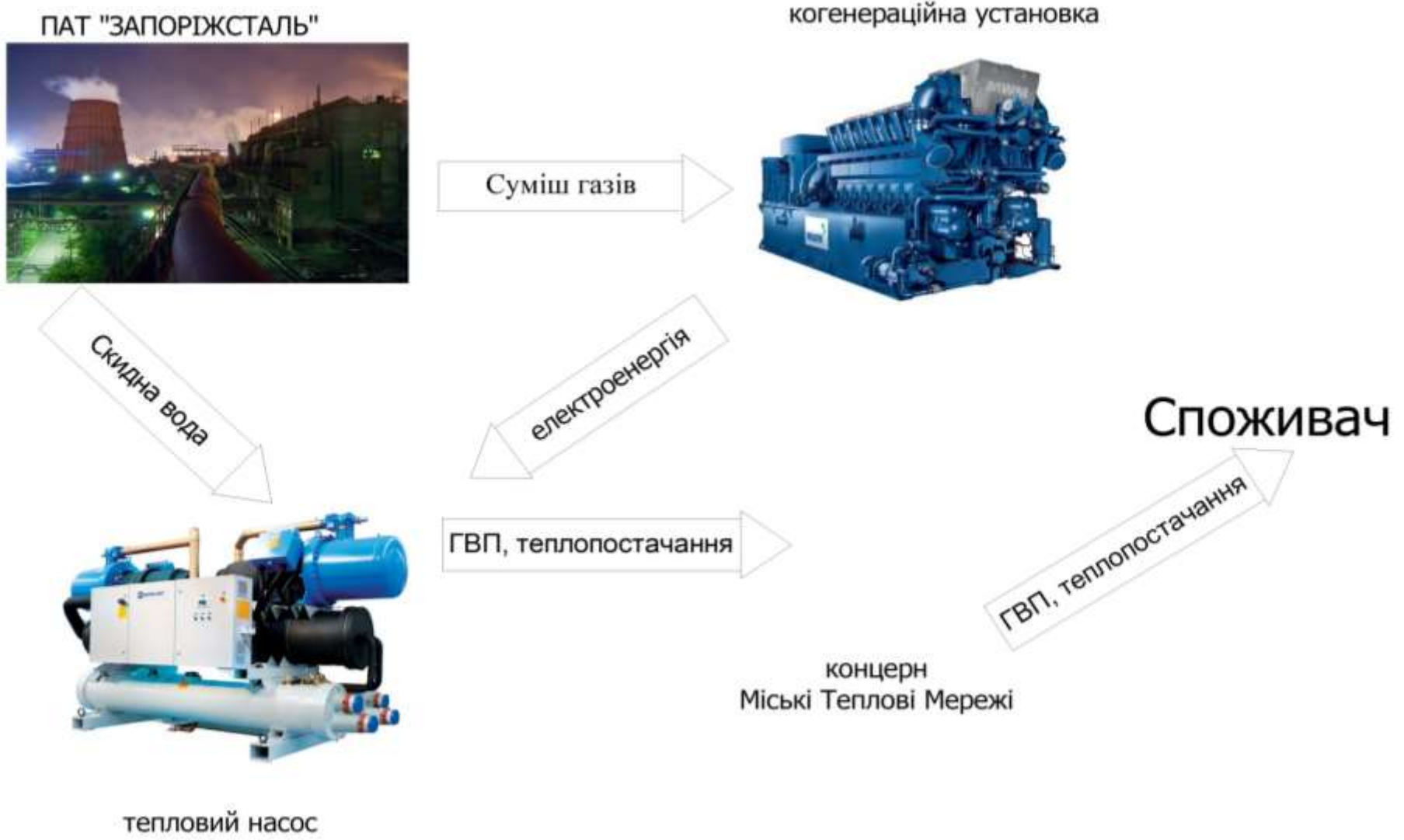
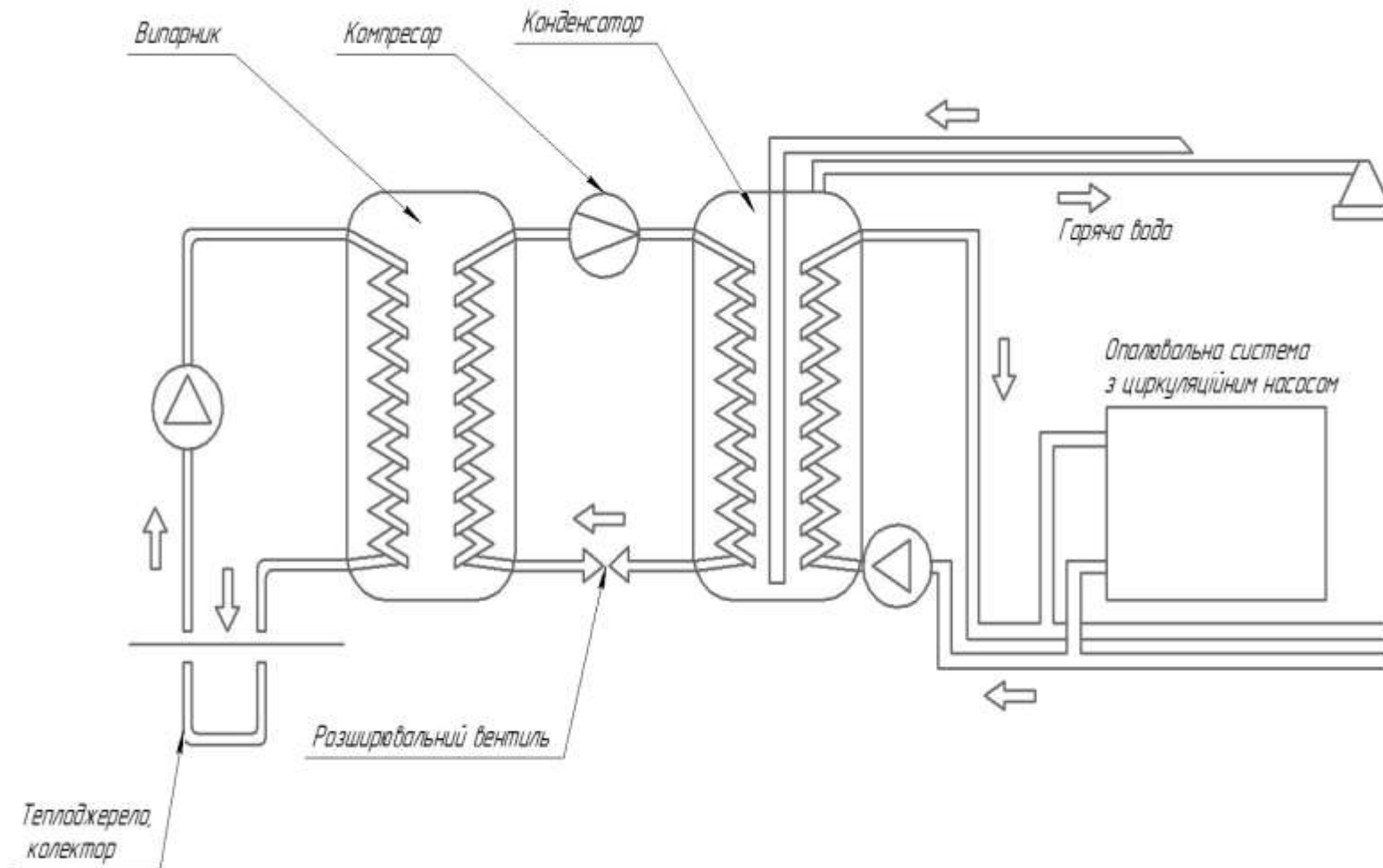
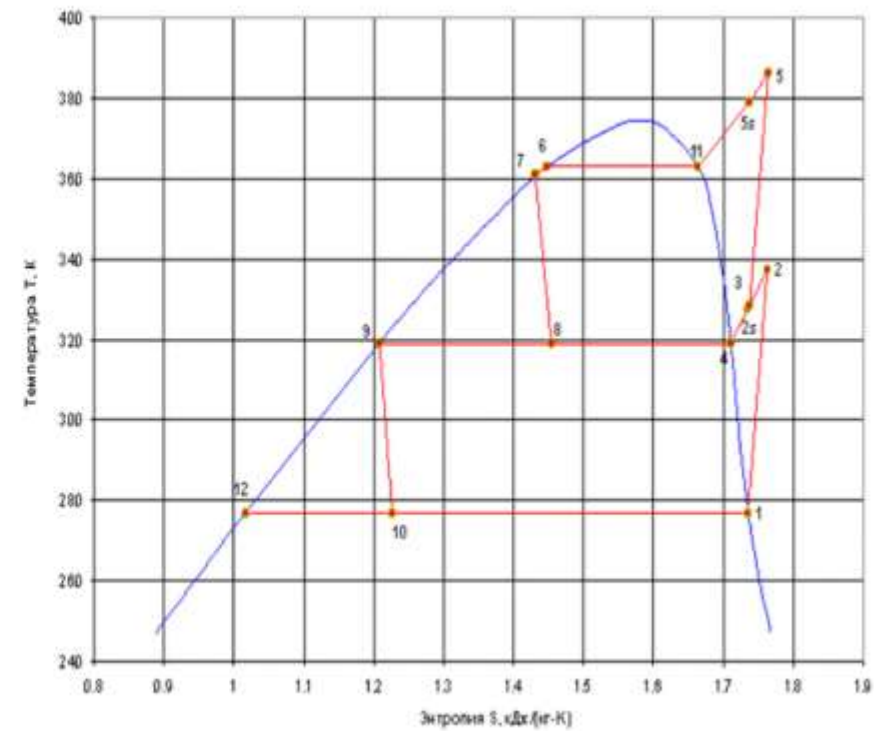
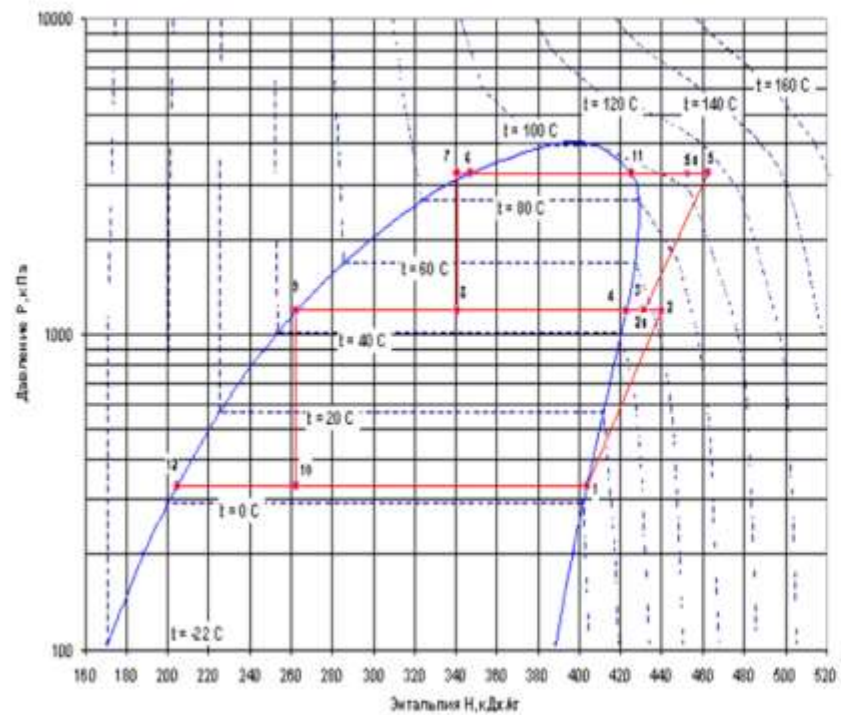


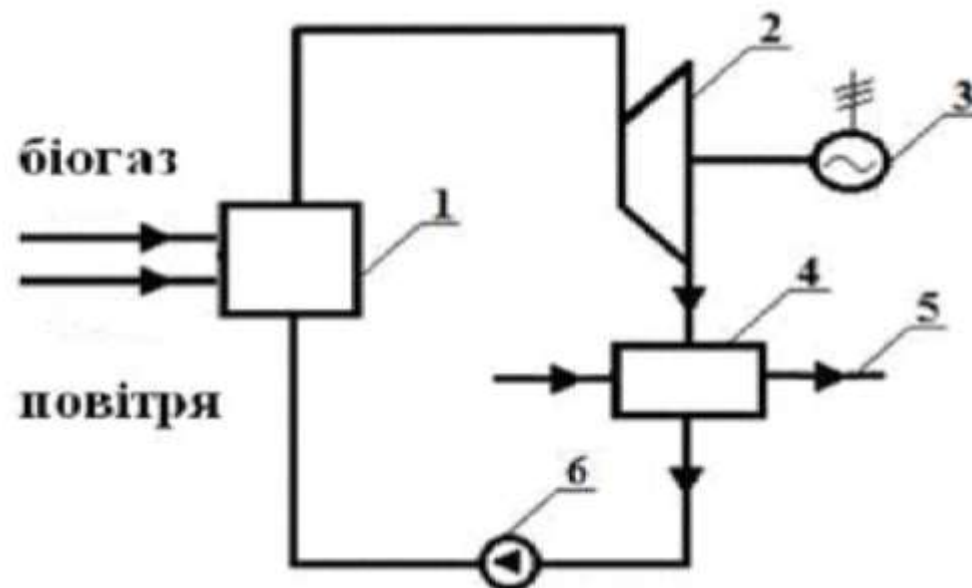
СХЕМА РОБОТИ ТЕПЛООВОГО НАСОСА



ДІАГРАМИ ТЕПЛОВИХ ПРОЦЕСІВ РОБОТИ ДВОСТУПЕНЕВОГО ТЕПЛООВОГО НАСОСА З ХОЛОДОАГЕНТОМ R-134a НА СТІЧНИХ ВОДАХ



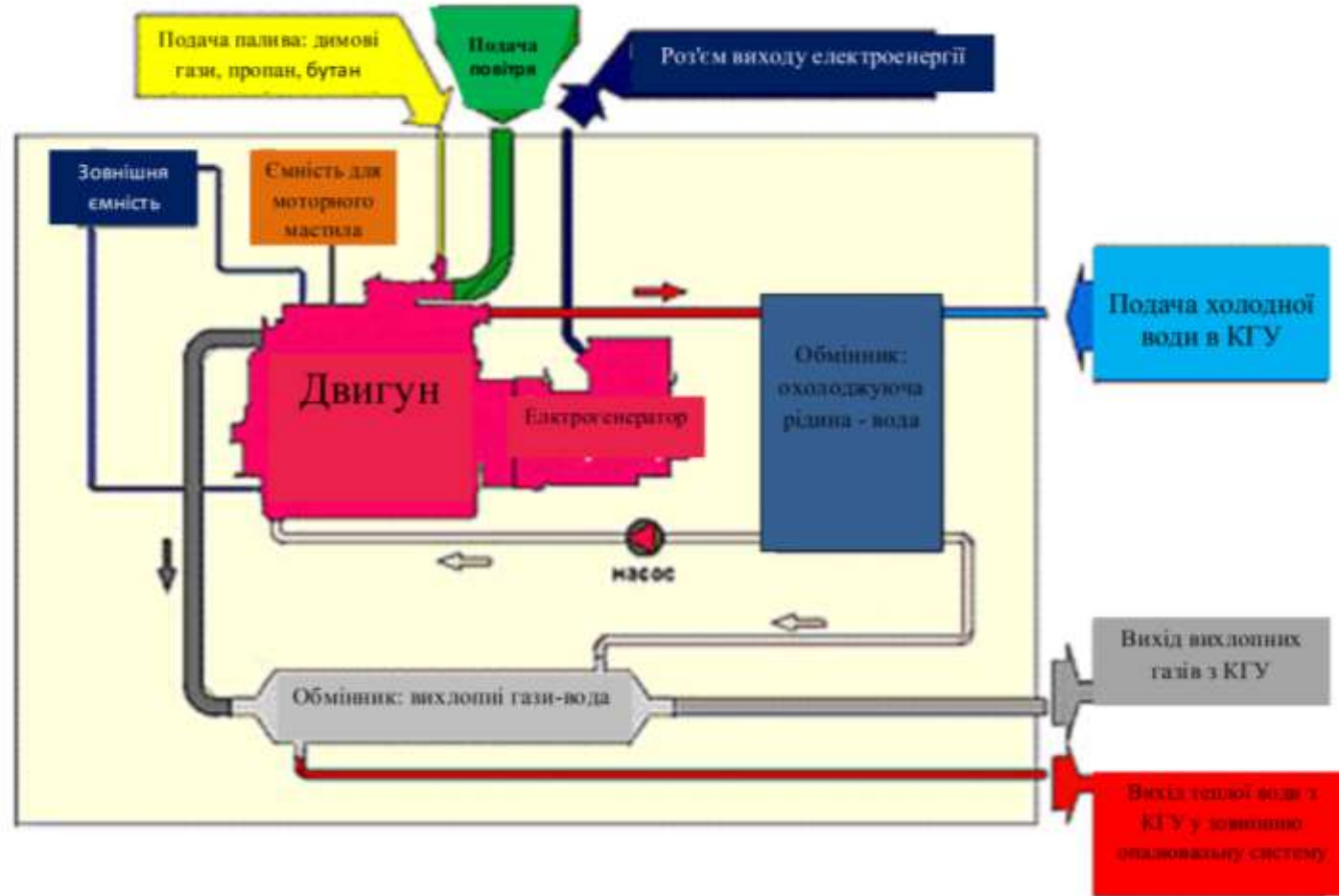
ПРИНЦИПОВА СХЕМА КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОТРИМАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА ТЕПЛА



- 1 - паровий котел
- 2 - парова турбіна
- 3 - генератор
- 4 - теплообмінник
- 5 - теплота споживачю
- 6 - насос

ПРИНЦИПОВА СХЕМА РОБОТИ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ

7



КОГЕНЕРАЦІЙНА УСТАНОВКА ENTORPIE HPC 2000 N

Зовнішній вигляд

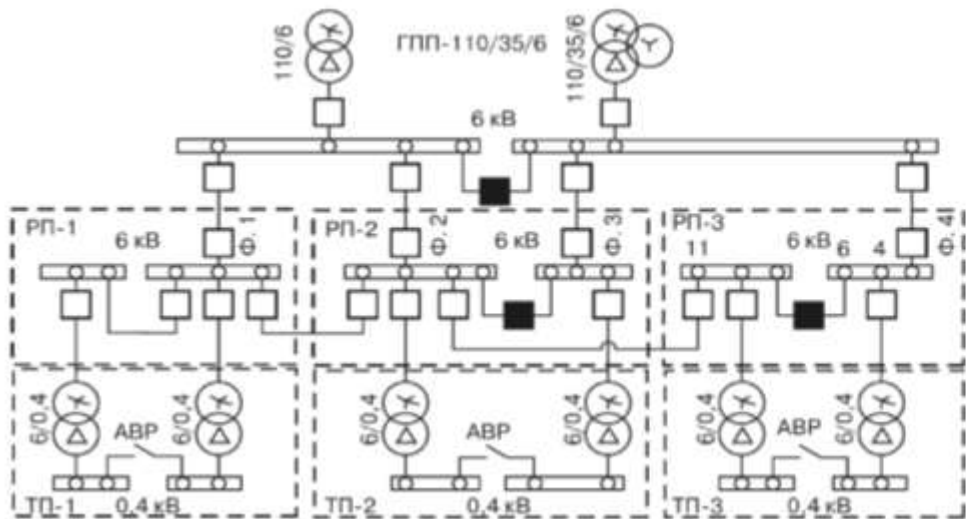


Технічна характеристика КГУ

Показник	Значення
Теплова потужність, кВт	4000
Електрична потужність, кВт	3200
Вид газу	домени газу
температурний графік	90/70
ККД при ном.потужності, %	97,3
Коефіцієнт потужності(налаштовується)	0,8-1
Габарити	7300*1800*2600

КОГЕНЕРАЦІЙНА УСТАНОВКА В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПАТ «ЗАПОРІЖСТАЛЬ»

9



Принципова схема електропостачання
ПАТ "Запоріжсталь"

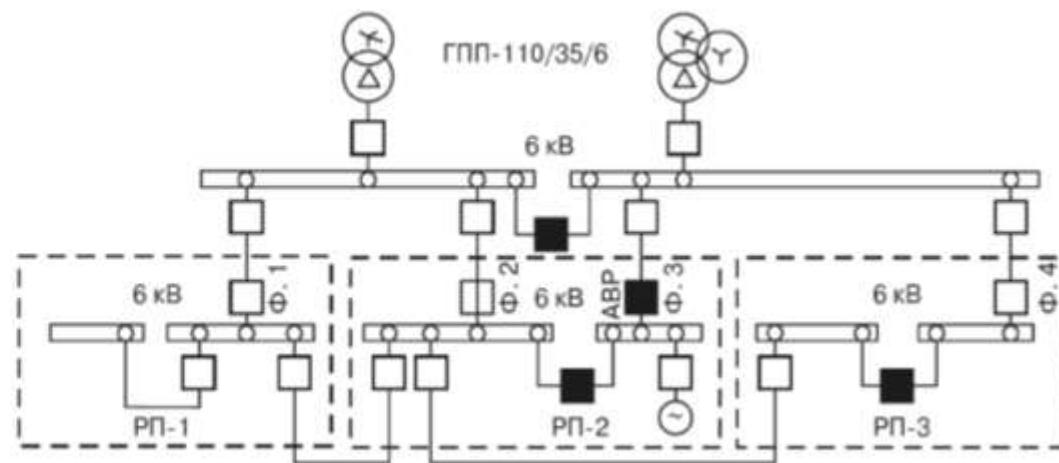


Схема електропостачання підприємства з
урахуванням підключення до неї КГУ

- Вантаж виключений
- Вантаж виключений

ВИСНОВКИ

1. У роботі виконано аналіз шляхів утилізації вторинних енергетичних ресурсів промислового підприємства.
2. Пропонується варіант оптимального використання потенціалу скидного тепла для роботи теплонасосної установки в централізованій системі теплопостачання у базовому режимі. Користуючись розрахованими даними теплового насосу, обрано дві когенераційні установки, для забезпечення електроенергією теплових насосів, з розрахунку 6,4 МВт на один насос. Запропоновано використання теплових насосів на діоксиді вуглецю одичною потужністю 23 МВт (ТНСО2-23000), призначених для нагріву мережевої води при утилізації викидного тепла об'єктів промисловості.
3. Підключення когенераційних установок передбачається на шини 6 кВ, до РП-2 яке обрано з урахуванням наявності резервної ячейки в приміщенні РУ. Включення когенераційних установок у систему електропостачання підприємства, передбачає заміну обраних комплектуючих, а саме установка лінійних реакторів типу XYSP - 0,318 мГн/3150А - 0,1 Ом на вводах на секції РУ 6 кВ від трансформаторів на ГПП та заміна всіх існуючих вимикачів на вимикачі з номінальним струмом відключення 31,5 кА і вище. А саме заміна масляних вимикачів вводів 6 кВ трансформатора та секційних вимикачів секцій шин 6 кВ на вакуумні вимикачі типу VD 4 з струмом відключення 40 кА. На стороні 110 кВ також виконується необхідна заміна замість існуючих масляних вимикачів типу ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1, встановлюються елегазові вимикачі типу GL312-F1/4031/VR1750/ФК 3. Ці заходи спрямовані на вдосконалення системи електропостачання та підвищення її надійності.