

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Шкадюк Роман Олександрович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Обґрунтування та розрахунок тепло-енергетичної схеми міні ТЕЦ з
системою автоматики і контролю.

(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня бакалавр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання
ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне
джерело

Шкадюк Р.О.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Денисюк Анатолій Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2025

АНОТАЦІЯ

Шкадюк Р.О. Обґрунтування та розрахунок тепло-енергетичної схеми міні ТЕЦ з системою автоматики і контролю. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2025.

Основною метою роботи є здійснення вибіру та розрахунок теплової схеми міні ТЕЦ з системою автоматики і контролю.

Результатом роботи є вибір та розрахунок теплової схеми ТЕЦ з визначенням найбільш важливі показники. На котельних агрегатах передбачені постійно діючі контрольно-вимірювальні прилади. Здійснене регулювання теплового навантаження котла. Також, передбачені засоби захисту котлоагрегату та засоби для автоматичного регулювання та захисту турбіни.

Ключові слова: парова турбіна, теплове навантаження, захисту котлоагрегату, зупинка котла абсолютний тиск, питомі втрати, втрати енергії, коефіцієнт корисної дії.

ABSTRACT

Shkadyuk R.O. Justification and calculation of the thermal scheme of a mini TPP with an automation and control system. Qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics - Polissia National University, Zhytomyr, 2025.

The main purpose of the work is to select and calculate the thermal scheme of a mini TPP with an automation and control system.

The result of the work is the selection and calculation of the thermal scheme of a TPP with the determination of the most important indicators. The boiler units are provided with constantly operating control and measuring devices. The boiler thermal load is regulated. Also, boiler unit protection means and means for automatic regulation and protection of the turbine are provided.

Keywords: steam turbine, thermal load, boiler unit protection, boiler stop absolute pressure, specific losses, energy losses, efficiency.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ	6
1.1. Класифікація теплових електричних станцій	8
1.2. Основні характеристики палива, що використовується на ТЕС	8
1.3. Технологічні схеми теплових електростанцій	8
Висновки за розділом 1	13
РОЗДІЛ 2. ВИБІР ТА РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ ТЕЦ	14
2.1. Опис теплової схеми ТЕЦ	14
2.2. Розрахунок теплової схеми станції	15
Висновки за розділом 2	20
РОЗДІЛ 3. ТЕПЛОВИЙ КОНТРОЛЬ ТА АВТОМАТИКА ТЕЦ	21
3.1. Автоматизація та контроль на теплових електростанціях	21
3.2. Параметри, що підлягають контролю під час роботи котлоагрегату	22
3.3. Параметри, що підлягають контролю під час роботи паротурбінної установки	25
Висновки за розділом 3	28
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	30
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	31

ВСТУП

Актуальність роботи. Всі промислові підприємства потребують одночасно теплоти та електроенергії. Деяким підприємствам теплота потрібна тільки для опалення, вентиляції, кондиціонування повітря та гарячого водопостачання. Іншим підприємствам - металургійним, хімічним, нафтопереробним тощо, окрім гарячої води (на зазначені цілі) потрібна пара різних параметрів на виробничі потреби: обігрів технологічних апаратів, приводи різних механізмів - великих турбокомпресорів та ін.

Електроенергія потрібна для технологічних агрегатів (електропечі, електроліз та ін), приводу різних механізмів великої та малої потужності, а також освітлення, кондиціонування повітря та ін.

На відміну від електроенергії теплота (особливо при теплоносії - парі) може бути економічно подана на дуже великі відстані, тому кожному підприємству чи групі близько розташованих підприємств потрібно своє джерело теплоти необхідних параметрів. Такими джерелами є теплоелектроцентралі (ТЕЦ), на яких здійснюється комбіноване (спільне) виробництво теплоти та електричної енергії.

При досить великих масштабах споживання теплоти ТЕЦ дають велику економію палива порівняно з так званим роздільним варіантом теплоелектропостачання, при якому підприємство отримує електроенергію від енергосистеми, теплоту від своєї або районної котельні.

Тому раціональний вибір теплової схеми міні ТЕЦ з системою автоматики і контролю турбоагрегату є важливою задачею.

Метою роботи є здійснення вибору та розрахунок парової турбіни міні ТЕЦ.

Досягнення поставленої мети у роботі вирішуються наступні задачі:

1. Аналіз технологічних схем теплових електростанцій.
2. Вибір та розрахунок теплової схеми міні ТЕЦ з системою автоматики і контролю.

Об'єктом дослідження є аналіз технологічних схем теплових електростанцій, щодо вибору та розрахунку теплової схеми міні ТЕЦ.

Предметом дослідження є міні теплоелектроцентрально з вибором та розрахунком теплової схеми з системою автоматики і контролю.

Методи досліджень. При виконанні досліджень, використовувалися методи системного аналізу, методи математичного моделювання, методи вибору компромісних рішень, засновані теорії ігор (теорія контрактів).

Практична значимість результатів роботи:

Розроблені методичні засади, методи вибору та розрахунку теплової схеми міні ТЕЦ, що дозволяють ефективно вирішувати такі практичні завдання:

1. Оптимізувати вибір та здійснити розрахунок теплової схеми міні ТЕЦ з системою автоматики і контролю, в залежності від потреб споживача та використаного палива.

2. У перспективі реалізувати можливість вдосконалення теплової схеми за мірою розширення та модернізації виробництва.

Перелік публікацій автора за темою дослідження:

Шкадюк Р.О АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА КОНТРОЛЬ НА ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ

Матеріали науково практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та здобувачів вищої освіти факультету інженерії та енергетики «Студентські читання - 2024». 31 жовтня 2024 р. Житомир: Поліський національний університет, 2024. - С 63-65.

Шкадюк Р.О., Ліберда В.М. ЗАХИСТ КОТЛОАГРЕГАТУ

Наукові читання – 2025: збірник тез доповідей науково-практичної конференції за підсумками І-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей. 23 квітня 2025 р. Житомир: Поліський національний університет, 2025. - С 59-61.

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ.

1.1. Класифікація теплових електричних станцій

Електричною станцією називається комплекс обладнання та пристроїв, призначених для перетворення енергії природного джерела в електричну енергію та теплоту.

Електричні станції (ЕС) класифікують за видом використовуваної природної (первинної) енергії [1]:

- теплові електричні станції (ТЕС), що використовують органічне топливо;
- атомні електростанції (АЕС), що використовують атомну енергію;
- електростанції, що використовують так звані відновлювані джерела енергії: гідро-ЕС (ГЕС), у яких електрична енергія виробляється за рахунок механічної енергії води рік; вітро-ЕС (ВЕС), у яких перетворюється енергія вітру; геліо ЕС, у яких перетворюється сонячна радіація, і навіть ЕС, у яких використовується геотермальна енергія, енергія біомаси тощо.

Теплові електростанції можна класифікувати за такими ознаками [2].

1. По виду енергії, що відпускається:

- конденсаційні електричні станції (КЕС), що відпускають лише (переважно) електричну енергію;
- теплоелектроцентралі (ТЕЦ), що відпускають електричну та теплову енергію (у вигляді пари чи гарячої води).

Централізоване теплопостачання споживачів з використанням відпрацьованої теплоти турбін та виробленням електроенергії на базі теплового споживання називають теплофікацією. Турбіни відповідного

типу називають теплофікаційними.

Таким чином, розрізняють ТЕЦ з комбінованим виробленням електричної енергії та теплоти та енергоджерела з роздільним виробленням цих видів енергії на КЕС у котельнях.

2. По виду теплового двигуна:

- з паротурбінними установками (ПТУ) – паротурбінні ТЕС;
- з газотурбінними установками (ГТУ) – газотурбінні ТЕС;
- з парогазовими установками (ПДУ) - парогазові ТЕС;
- електростанції з двигунами внутрішнього згоряння дизельні електростанції (ДЕС), газопоршневі електростанції (ДПЕМ).

3. За призначенням:

- районні електростанції загального користування: конденсаційні електростанції (ДРЕС) та теплоелектроцентралі (ТЕЦ); при цьому розрізняють опалювальні ТЕЦ, що відпускають теплоту з мережевою водою для опалення та гарячого водопостачання населення, та промислово-опалювальні ТЕЦ, що відпускають як теплоту з мережевою водою для опалення та гарячого водопостачання населення, так і пар для потреб підприємств;
- промислові, що входять до складу виробничих підприємств.

4. За технологічною структурою теплової схеми поділяються на блокові та неблокові (з поперечними зв'язками).



Запорізька ТЕС (3600 МВт) — одна із найпотужніших ТЕС України (ділить 1-2 місце з Вуглегірською ТЕС)



Вуглегірською ТЕС потужністю 3600 МВт



Південно-Українська АЕС потужністю 3000 МВт

При блоковій схемі все основне і допоміжне обладнання паротурбінної установки не має технологічних зв'язків з обладнанням іншої установки електростанції. котла, називають моноблоком, за наявності двох котлів на одну турбіну - дубль-блок [1].

При неблоковій схемі ТЕС пар від усіх парових котлів надходить у загальну магістраль і лише звідти розподіляється окремими турбінами. Лінії, якими вода подається в парові котли (поживні трубопроводи), також мають поперечні зв'язки [1].

Блокові ТЕС дешевші за неблочні, оскільки спрощується схема трубопроводів, скорочується кількість арматури. Керувати окремими агрегатами на такій станції простіше, установки блокового типу легко автоматизувати. В експлуатації робота одного блоку не відбивається на сусідніх.

Для паротурбінних установок із проміжним перегрівом пара блокова схема є практично єдиною можливою, оскільки неблочна схема

станції в цьому випадку виявиться надмірно складною.

5. За рівнем початкового тиску розрізняють паротурбінні установки:

- низького тиску: до 2,9 МПа);
- середнього тиску: 3,9 МПа;
- високого: 8,8 ... 12,75 ... 16,7 МПа;
- надкритичного: 23,5 МПа і вище.

1.2. Основні характеристики палива, що використовується на ТЕС

Енергетичні ресурси надходять на електростанції у вигляді палива речовини, що використовується з метою отримання теплової, механічної та електричної енергії.

Паливо можна поділити на дві основні групи [1]:

- органічне, що виділяє теплоту в результаті хімічних реакцій з окислювачем;
- ядерне, здатне виділяти теплоту при ланцюгових реакціях розпаду ядер деяких ізотопів важких елементів (урану, плутонію).

За способом одержання органічне паливо підрозділяють на природне та штучне, одержуване в результаті переробки природного палива.

Викопне природне паливо - це паливо, накопичене в надрах Землі є продуктом біохімічних та хімічних перетворень органічної речовини рослин та мікроорганізмів, що протікали з різною швидкістю у напрямку поступового обуглерожування (вуглефікації) палива, тобто. підвищення у ньому вмісту вуглецю та зменшення кількості кисню та водню.

На ТЕС та котельнях спалюється переважно природний газ, на частку якого припадає від 90 до 94% сумарного споживання палива у цьому секторі. На другому місці – мазут; його частка в паливному балансі знаходиться в межах 2... 4%. Середній вміст сірки в мазуті, що

спалюється на електростанціях, становить 2,4...2,5% [1].

У відносно невеликих кількостях спалюється тверде паливо: переважно дрова, деревні відходи та торф.

Із подальшим введенням АЕС річний обсяг закупівель природного газу має суттєво скоротиться.

У загальному випадку склад органічного палива можна розділити на горючу (вуглець, водень і сірка) та негорючу (кисень, азот, мінеральні речовини та волога) частини.

Особливістю твердих та рідких палив є складність хімічного складу входять до них органічних сполук, тому склад палива визначається за відсотковим змістом ув'язнених у ньому хімічних елементів. При цьому умовно вважають, що паливо складається з перерахованих елементів, що знаходяться у вільному стані у вигляді механічної суміші [1].

Газоподібне паливо, що являє собою механічну суміш досить простих вуглеводнів та інших відомих сполук, оцінюється за часткою цих сполук (горючих та негорючих газів).

У пальну частину можуть входити окис вуглецю, водень, граничні вуглеводні і іноді сірководень. У негорючу частину можуть входити кисень, азот, двоокис вуглецю та різні домішки (водяні пари, смоли, пил тощо).

Основна характеристика палива-це теплота згоряння Q .

Під теплою згоряння розуміють кількість тепла в кДж, яке виділяє за повного згоряння 1 кг твердого або рідкого палива, або 1 м³ газоподібного палива за нормальних фізичних умов.

Розрізняють вищу (v') і (ϕ_i') нижчу теплоту згоряння.

У газоподібних продуктах згоряння будь-якого палива містяться водяні пари, що утворюються внаслідок згоряння водню та

випаровування вологи палива. Якщо продукти згоряння охолодити до конденсації водяної пари, що в них міститься, звільниться тепло, витрачене на пароутворення вологи [1].

Під вищою теплотою згоряння розуміють все тепло, що виділилося при згорянні одиниці палива, включаючи тепло конденсації водяної пари.

Під нижчою теплотою згоряння розуміють теплоту згоряння, яка враховує тепло конденсації водяної пари, що міститься у продуктах згоряння палива.

У промислових установках, що спалюють паливо, у теплових двигунах різного типу газоподібні продукти згоряння викидаються в атмосферу, як правило, при температурах коли конденсації водяної пари не відбувається і, отже, теплота їх конденсації не вивільняється для використання [1].

1.3. Технологічні схеми теплових електростанцій

(на прикладі паротурбінних)

Як приклад розглянемо роботу паротурбінної теплової електростанції, що спалює природний газ та мазут.

Основними елементами аналізованої електростанції є котельна установка, що виробляє пар високих параметрів [2];

Основним елементом котельної установки є казан.

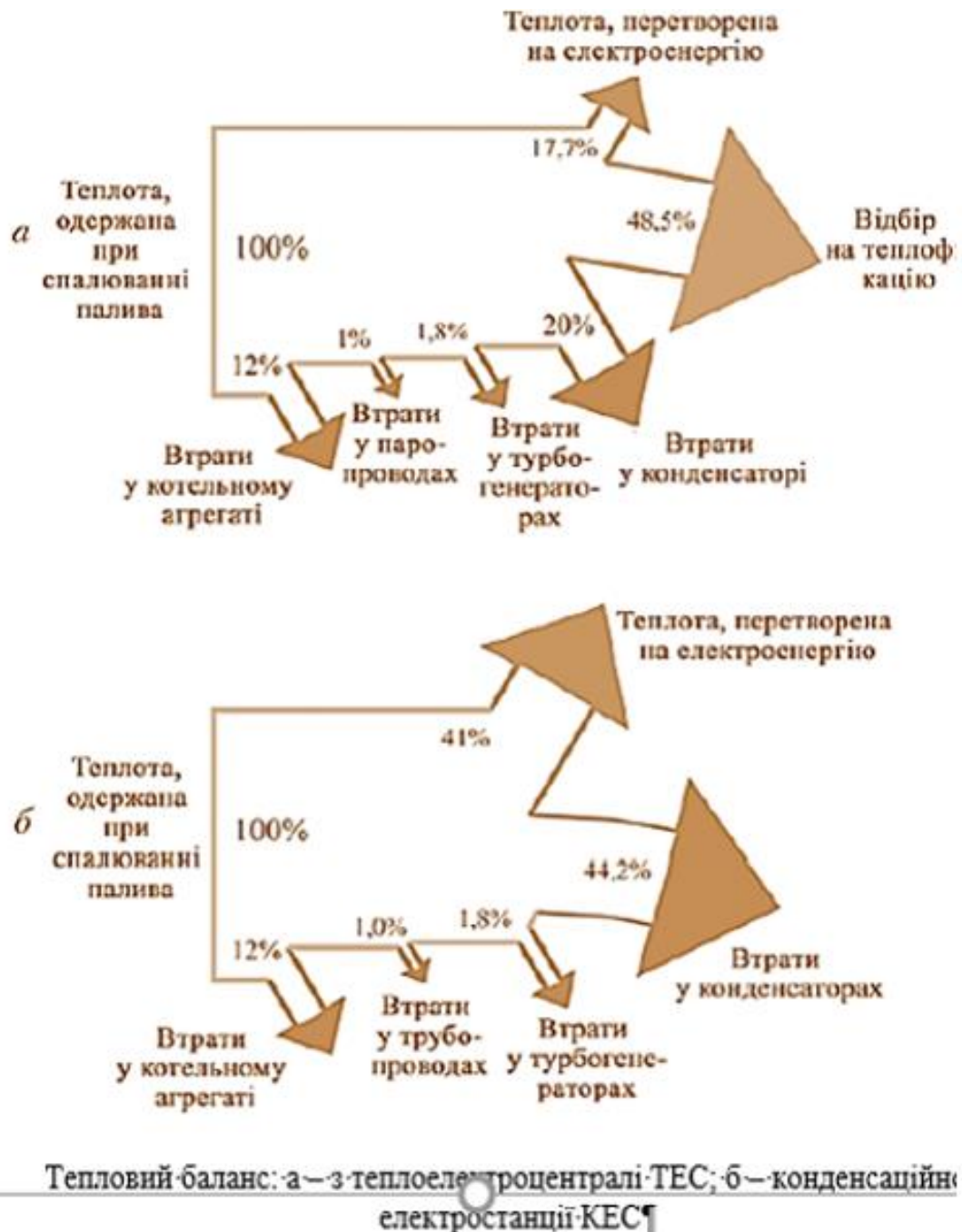
Котел, і турбіна можуть працювати тільки при дуже високій якості поживної води та пари, що допускає лише нікчемні домішки інших речовин. Крім того, витрати пари величезні (наприклад, в енергоблоці 1200 МВт за 1 с випаровується, проходить через турбіну та конденсується понад 1 т води). Тому нормальна робота енергоблоку можлива лише при створенні замкненого циклу циркуляції робочого тіла високої чистоти.

У конденсаційних ТЕС (КЕС) створюються умови для

максимально повного перетворення потенційної енергії пари, виробленого в котлі, механічну енергію обертання ротора турбогенератора (при максимально можливому розширенні пари в проточній частині турбіни), а потім і в електричну енергію [1].

Теплоелектроцентралі (ТЕЦ) мають вищі енергетичні показники проти КЕС, оскільки частина теплоти, отработавшего у турбіні пари, корисно використовується. При повному використанні теплоти, яка відпрацювала в турбіні пари (турбіни з протитиском), втрати тепла в холодному джерелі відсутні, а при частковому - в холодному джерелі (конденсаторі) втрачається менше тепла, ніж на КЕС [1].

Принципова відмінність атомних електростанцій (АЕС) від ТЕС у тому, що замість котельних установок, що використовують органічне паливо, використовується ядерний реактор — пристрій, в якому здійснюється керована ланцюгова ядерна реакція поділу (розщеплення) ядер атомів радіоактивної речовини, що супроводжується виділенням енергії [1].



На АЕС широко застосовується насичена пара. Це пояснюється тим, що у ряді випадків перегрів пари безпосередньо в ядерному реакторі дуже ускладнює конструкцію реактора і схему установки, що вимагає суттєвих додаткових капітальних витрат. Водночас на АЕС вартість палива (ядерного пального), віднесена до одиниці виробленої енергії, є значно нижчою, ніж на електростанціях звичайного типу. Тому тут виробництво електроенергії на менш дорогих установках

навіть за нижчих значень ККД економічно виправдане [1].

ВИСНОВКИ ЗА 1 РОЗДІЛОМ

Теплові електростанції перетворюють природну енергію в електричну та теплову. Вони класифікуються за джерелом енергії (викопні, атомні, відновлювані) та типом (конденсаційні, теплоелектроцентралі, промислові). Теплові електростанції можна класифікувати за призначенням (районні, промислові) та технологічною структурою (блочні, неблочні). Основними характеристиками палива, що використовується на теплових електростанціях, є його теплотворна здатність, склад і тип (органічне, ядерне). Технологічна схема паротурбінної електростанції включає котельню, турбіну та конденсатор. Принципова відмінність між атомними та тепловими електростанціями полягає у використанні ядерного реактора замість котла.

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ ТЕЦ

2.1 Опис теплової схеми ТЕЦ.

Завданням розрахунку теплової схеми є визначення параметрів, витрат і напрямків потоків робочого тіла в агрегатах та вузлах, а також загальної витрати пари, електричної потужності та показників теплової економічності станції [3].

Вихідні дані:

1. Електрична потужність турбіни $N_E = 12$ МВт;
2. Початкові параметри пари:
 - $p_0 = 4,0$ МПа;
 - $t_0 = 435$ °С;
 - $H_0 = 3295$ кДж / кг
3. Тиск у регульованому відборі пари – 0,7-1,3 МПа;
4. Тиск у нерегульованому відборі пари – 0,45 МПа, витрата – 0,3 кг/с (1,1 т/год);
5. Схема відпустки теплоти з ТЕЦ:
 - технологічна пара з промислового відбору з $D=13,89$ кг/с (50 т/год), повернення конденсату пари на ТЕЦ становить 60%, температура конденсату, що повертається 100°С – для гідролізного заводу;
 - технологічна пара на виході з турбіни з $D=13,89$ кг/с (50 т/год), повернення конденсату пари на ТЕЦ становить 60%, температура конденсату, що повертається 100°С – для деревообробного комбінату.
6. Тип парогенератора – барабанний;
7. Параметри пари: $p_{пг} = 4,4$ МПа, $t_{пг} = 440$ °С;

8. Коефіцієнт продування парогенератора - 2% $D_{\text{пр}}$;
9. Схема використання теплоти продувної води парогенераторів:
одноступінчастий сепаратор та підігрів хімічно очищеної води в теплообміннику;
10. Коефіцієнт витрати пари на власні потреби – 5% $D_{\text{пр}}$;
11. Тиск у деаераторі – 0,12 МПа;
12. Схема приготування додаткової води парогенератора -
хімводоочищення;
13. Температура хімічно очищеної води – 30 °С;
14. Коефіцієнт корисної дії теплообмінників – 0,98;
15. Коефіцієнт втрат пари в паропроводах, що йдуть до споживача – 2%;
16. Розрахунковий режим – максимально-зимового місяця, за якого температура сирієї води – 5°С;
17. Теплофікаційна установка ТЕЦ відсутня, т.я. на ТЕЦ не передбачено відпустку тепла комунально-побутовим споживачам;
18. Витрата пари на турбіну – 104,3 т/год [28,97 кг/с];
19. Продуктивність парогенераторів – 2*75 т/год [41,67 кг/с];
20. Витрата пари на струменевий підігрівач – 1,1 т/год [0,306 кг/с].

2.2 Розрахунок теплової схеми станції.

Розрахунок теплової схеми виконуємо згідно з рекомендацією [3] в наступній послідовності:

1. Визначимо витрату пари споживачами, кг/с

$$D_{\text{ТН}}^{\text{ОТП}} = D_{\text{ТН}}^{\text{ПОТР}} \cdot \frac{100}{100 - q_{\text{ТН}}^{\text{СЕТ}}} = 100 \cdot \frac{100}{100 - 2} = 102,04 \text{ т/год [28,34 кг/с]} \quad (2.1)$$

де $D_{\text{ТН}}^{\text{ПОТР}}$ - кількість пари, необхідна промисловим споживачам,

$$D_{\text{ТН}}^{\text{ПОТР}} = 100 \text{ т/год [3];}$$

$q_{\text{TH}}^{\text{CET}}$ - коефіцієнт втрат пари в паропроводах, що йдуть до споживача,
 $q_{\text{TH}}^{\text{CET}}=2\%$ [3].

2. Визначимо кількість пари, що виробляється, кг/с.

$$D_{\text{K}}^{\text{ВЫР}} = D_{\text{TH}}^{\text{ОТП}} \cdot \frac{100}{100 - q_{\text{CH}}} = 102,04 \cdot \frac{100}{100 - 5} = 107,41 \text{ т/год} [29,836 \text{ кг/с}] \quad (2.2)$$

Де q_{CH} - коефіцієнт витрати пари на власні потреби – 5% [4].

3. Кількість конденсату, що повертається, кг/с

$$D_{\text{K}} = 0,6 \cdot D_{\text{K}}^{\text{ВЫР}} = 0,6 \cdot 107,41 = 64,45 \text{ т/год} [17,9 \text{ кг/с}] \quad (2.3)$$

4. Кількість води для хімводоочищення, кг/с [3].

$$D_{\text{ХО}} = D_{\text{K}}^{\text{ВЫР}} - D_{\text{K}} = 107,41 - 64,45 = 42,96 \text{ т/год} [11,9 \text{ кг/с}] \quad (2.4)$$

5. Температура води на вході в деаератор, °C [4].

$$t_{\text{Д}}^1 = \frac{D_{\text{K}} \cdot t_{\text{K}} + D_{\text{ХО}} \cdot t_{\text{ХО}}}{D_{\text{K}} + D_{\text{ХО}}} = \frac{64,45 \cdot 100 + 42,96 \cdot 30}{64,45 + 42,96} = 72 \text{ °C} \quad (2.5)$$

де t_{K} - температура конденсату, що повертається, $t_{\text{K}}=100^{\circ}\text{C}$ [3].

$t_{\text{ХО}}$ - температура хімічно очищеної води, $t_{\text{ХО}}=30^{\circ}\text{C}$ [3].

6. Витрата поживної води на парогенератори – 2*85 т/год [47,22 кг/с].

7. Витрата продувної води, кг/с

$$G_{\text{ПВ}} = \alpha_{\text{ПР}} \cdot D_{\text{ПГ}}^{\text{БР}} = 1,02 \cdot 150 = 3,285 \text{ т/год} [0,9125 \text{ кг/с}] \quad (2.6)$$

8. Випар із сепаратора, кг/с

$$D_{\text{СЕП}} = \frac{G_{\text{ПВ}} \cdot (h_{\text{ПК}} - h_{\text{СЕП}}^{11})}{r} = \frac{3,285 \cdot (1087,5 - 520)}{2257} = 0,826 \text{ т/год (0,229 кг/с)} \quad (2.7)$$

де $h_{\text{ПК}}$ - ентальпія води в барабані парогенератора при $p_{\text{пт}} = 4,4 \text{ МПа}$,

$h_{\text{ПК}} = 1087,5 \text{ кДж/кг}$;

$h_{\text{СЕП}}^{11}$ - ентальпія продувної води, що зливається з сепаратора, $h_{\text{СЕП}}^{11} = 520 \text{ кДж/кг}$;

r - теплота пароутворення при тиску в деаераторі - $0,12 \text{ МПа}$, $r = 2257 \text{ кДж/кг}$.

9. Температура сирії води після охолоджувача безперервного продування, $^{\circ}\text{C}$

$$t_{\text{ХВ}}^{11} = \frac{G_{\text{ПР}} \cdot (t_{\text{СЕП}}^{1\text{В}} - t_{\text{КАН}}^{\text{В}})}{G_{\text{ХО}}} + t_{\text{СВ}} = \frac{2,459 \cdot (124,1 - 60)}{42,96} + 5 = 8,7^{\circ}\text{C} \quad (2.8)$$

де $G_{\text{ПР}}$ - витрата води, що зливається в технічну каналізацію, $G_{\text{ПР}} = 3,285 - 0,826 = 2,459 \text{ т/год [0,683 кг/с]}$;

$t_{\text{СЕП}}^{1\text{В}}$ - температура цієї води на вході в підігрівач, $t_{\text{СЕП}}^{1\text{В}} = 124,1^{\circ}\text{C}$;

$t_{\text{КАН}}^{\text{В}}$ - температура води, що виходить із теплообмінника, $t_{\text{КАН}}^{\text{В}} = 60^{\circ}\text{C}$;

$t_{\text{СВ}}$ - температура сирії води – 5°C .

10. Витрата води на підігрівач сирії води, кг/с

$$D_{\text{ПСВ}} = \frac{G_{\text{СВ}} \cdot (h_{\text{В}}^{11} - h_{\text{В}}^1)}{h_{\text{П}}^1 - h_{\text{КОНД}}^{11}} = \frac{42,96 \cdot (125,22 - 36,45)}{2774,6 - 436} = 1,63 \text{ т/год [0,453 кг/с]} \quad (2.9)$$

Де $h_{\text{В}}^{11}$ - ентальпія води, що йде на хімоводоочищення з температурою 30°C ,

$h_{\text{В}}^{11} = 125,22 \text{ кДж/кг}$;

$h_{\text{В}}^1$ - ентальпія води на вході в підігрівач сирії води з температурою $8,7^{\circ}\text{C}$,
 $h_{\text{В}}^1 = 36,45 \text{ кДж/кг}$;

h_{Π}^1 - ентальпія пари після РОУ з тиском 0,12 МПа та температурою 150°C,
 $h_{\Pi}^1=2774,6$ кДж/кг;

$h_{\text{КОНД}}^{11}$ - ентальпія конденсату на виході з підігрівача сирої води,
 $h_{\text{КОНД}}^{11}=436$ кДж/кг.

11. Матеріальний баланс деаератора.

$$D_{\text{СЕП}} + D_{\text{ПСВ}} + D_{\text{СТР.П}}^{11} + D_{\text{РОУ}} = D_{\text{ПЭН}} + D_{\text{ОХЛ.В}} \quad (2.10)$$

де $D_{\text{СТР.П}}^{11}$ - кількість води на виході із струминного підігрівача,

$$D_{\text{СТР.П}}^{11}=1,1+D_{\text{К}}+D_{\text{ХО}}=1,1+64,45+42,96=108,51 \text{ т/год [30,14 кг/с];}$$

$D_{\text{ПЭН}}$ - кількість поживної води, $D_{\text{ПЭН}}=85 \cdot 2=170$ т/год [47,22 кг/с] (див. розділ «Розрахунок та підбір допоміжного обладнання для котлоагрегатів та турбоустановки»);

$D_{\text{ОХЛ.В}}$ - кількість пари, що проходить через охолоджувач випару: охолоджувач йде 2 кг пари на 1 т води в деаераторі, тобто. 0,34 т/год [0,094 кг/с].

Тоді кількість пари, що проходить через РОУ в деаератор [3]:

$$D_{\text{РОУ}} = 170 + 0,34 - 108,51 - 1,63 - 0,826 = 59,374 \text{ т/год [16,49 кг/с]}$$

12. Температура хімічно очищеної води після струминного підігрівача, °C [3].

$$D_{\text{СТР.П}}^1 \cdot h_{8T}^{11} + G_{\text{ХВО}} \cdot t_{\text{Д}}^1 \cdot c_{\text{Д}}^1 = (G_{\text{ХВО}} + D_{\text{СТР.П}}^1) \cdot t \cdot c \quad (2.11)$$

де $D_{\text{СТР.П}}^1$ - Витрата пари через струминний підігрівач, $D_{\text{СТР.П}}^1=1,1$ т/год [0,306 кг/с];

h_{8T}^{11} - ентальпія пари, що йде в струменевий підігрівач з відбору турбіни після 8-го ступеня, $h_{8T}^{11}=2846,9$ кДж/кг;

$G_{ХВО}$ - кількість хімічно очищеної води з урахуванням очищеного конденсату, $G_{ХВО}= 42,96 + 64,45 = 107,45$ т/год [29,85 кг/с];

c_d^1 - теплоємність води з температурою 72°C перед деаератором, 4,187 кДж/кг;

t - температура ХВВ після струминного підігрівача, $^\circ\text{C}$;

c - теплоємність ХВВ після струминного підігрівача, 4,22 кДж/кг.

$$t = \frac{1,1 \cdot 2846,9 + 107,45 \cdot 72 \cdot 4,187}{108,55 \cdot 4,22} = 77,55^\circ\text{C}.$$

13. Температура хімічно очищеної води після охолоджувача випару, $^\circ\text{C}$ [3].

$$D_{\text{ОХЛ.В}}^1 \cdot h^1 + G_{\text{СТР.П}}^{11} \cdot h_{\text{СТР.П}}^{11} = D_{\text{ОХЛ.В}}^{11} \cdot h^{11} + G_{\text{СТР.П}}^{11} \cdot t_{\text{ОХЛ.В}}^{11} \cdot c_{\text{ОХЛ.В}}^{11} \quad (2.12)$$

де $D_{\text{ОХЛ.В}}^1$ - кількість пари на вході в охолоджувач випару,

$D_{\text{ОХЛ.В}}^1=0,34$ т/год [0,0944 кг/с];

h^1 - ентальпія пари на вході в охолоджувач випару з тиском 0,12 МПа, $h^1=2683,7$ кДж/кг;

$G_{\text{СТР.П}}^{11}=G_{ХВО}+D_{\text{СТР.П}}^1=108,55$ т/год [30,15 кг/с];

$h_{\text{СТР.П}}^{11}$ - ентальпія води на виході зі струменевого підігрівача, $h_{\text{СТР.П}}^{11}= 77,55 \cdot 4,195 = 325,32$ кДж / кг;

$$t_{\text{ОХЛ.В}}^{11} = \frac{0,34 \cdot 2683,7 + 108,55 \cdot 77,55 \cdot 4,195 - 0,34 \cdot 437}{108,55 \cdot 4,195} = 79,23^\circ\text{C}.$$

ВИСНОВКИ ЗА 2 РОЗДІЛОМ

На підставі опису теплової схеми ТЕЦ і заданих вихідних даних, таких як, електрична потужність турбіни, початкові параметри пари, тиск у регульованому та нерегульованому відборі пари, схема відпустки теплоти з ТЕЦ, тип парогенератора, параметри пари, тиск у деаeratorі, коефіцієнт корисної дії теплообмінників, витрата пари на турбіну, продуктивність парогенераторів тощо, був здійснений теплової схеми станції.

При розрахунку теплової схеми ТЕЦ були визначені витрату пари споживачами, кількість пари, що виробляється, кількість конденсату, що повертається, кількість води для хімводоочищення, температура води на вході в деаератор, витрата поживної води на парогенератори, витрата продувної води, випар із сепаратора, витрата води на підігрівач сирої води, матеріальний баланс деаератора, температура хімічно очищеної води після струминного підігрівача та охолоджувача випару.

РОЗДІЛ 3

ТЕПЛОВИЙ КОНТРОЛЬ ТА АВТОМАТИКА ТЕЦ

3.1. Автоматизація та контроль на теплових електростанціях.

Автоматичне управління чи автоматизація тих чи інших функцій у процесі управління виробництвом є одним із вирішальних засобів підвищення техніко-економічної ефективності виробництва.

Автоматизація технологічних процесів на теплових електростанціях має на меті підвищення надійності та економічності роботи обладнання, а також зменшення кількості обслуговуючого персоналу та покращення умов його праці.

Автоматизація сучасних теплових електростанцій полягає в автоматичному регулюванні всіх безперервних процесів (горіння, живлення котла та ін), а також автоматичному управлінні окремими операціями.

Система автоматичного управління при нормальній експлуатації електростанції не потребує втручання обслуговуючого персоналу; обов'язком персоналу є лише спостереження за результатами роботи автоматичних пристроїв та їх станом.

Автоматизація на окремих допоміжних ділянках (берегових насосних охолоджувальної води, мазутонасосних, зовнішнього золовидалення та ін) виконується в обсязі, що забезпечує роботу цих ділянок без постійного обслуговуючого персоналу.

Для нормальної роботи сучасного енергетичного обладнання паротурбінної електростанції з парогенератором на твердому паливі з паровими турбінами, що мають промислові та регенеративні відбори, потрібно контролювати близько 1000 змінних величин, з яких близько 100 величин повинні мати надійну автоматичну стабілізацію.

Для забезпечення безперебійної та надійної експлуатації численних та складних елементів обладнання теплової електростанції є прилади теплового

контролю. Ці прилади показують у будь-який момент часу параметри роботи окремих агрегатів, механізмів або вузлів на електростанції і дозволяють судити про відхилення від параметрів при нормальній експлуатації всіх елементів обладнання електростанції.

3.2. Параметри, що підлягають контролю під час роботи котлоагрегату.

Котельні агрегати обладнають постійно діючими приладами, які контролюють такі найважливіші параметри [5]:

- 1) тиск пари в барабані котла або на виході з пароперегрівача, а також тиск живильної води до засувки, що регулює;
- 2) рівень води у барабані котла. Для надійного контролю положення рівня води до робочого місця машиніста котла виводять обов'язково два знижені показники рівня;
- 3) паропроодуктивність котельного агрегату, що визначається показаннями паромірів, які встановлюються на паропроводах котла;
- 4) витрата поживної води на котел, що визначається за водоміром;
- 5) температуру пари за пароперегрівачем;
- 6) розрідження у верхній частині топки;
- 7) температуру димових газів, що йдуть з котельного агрегату — для спостереження за забрудненістю зовнішніх поверхонь нагріву та визначення п.д. котельного агрегату;
- 8) вміст кисню (O_2) або вуглекислого газу (CO_2) у газоходах для того, щоб знати, чи правильно йде процес горіння;
- 9) тиск рідкого палива після регулюючих клапанів — для спостереження за роботою мазутних форсунок;
- 10) температуру гарячого повітря перед притопкою;
- 11) тиск первинного повітря перед притопкою;

12) силу струму всіх електродвигунів паливоподаючої установки та ін.

3.2.1. Регулювання теплового навантаження котла.

Тиск пари стабілізується в межах регулювання 4 МПа.

Діапазон температури димових газів із предтопка 950-1050 °С.

Обмежений діапазон направляючого апарату ВГД
40 – 60%

Тиск природного газу на одному пальнику топки 25 кПа

Тиск мазуту на одному пальнику топки 2,5-1,7 МПа.

Вологість твердого палива бажано в діапазоні 55-65%.

Тиск пари в паровій магістралі або витрата пари з котла регулюється за допомогою зміни подачі твердого палива до передтопок та витрати природного газу або мазуту, що спалюється в пальниках топки.

Температура димових газів стабілізується роботою пальника (форсунки).

Здійснюється автоматичне розпалювання пальників передтопки та топки.

Оператору видається повідомлення на включення та вимкнення пальника.

Регулюється співвідношення паливо-повітря на кожній горілці [5].

3.2.2. Захист котлоагрегату.

Розроблені в даній роботі алгоритми захисту виконані на підставі вимог "Технічних умов на виконання технологічних захистів і блокувань при використанні мазуту та природного газу в котельних установках відповідно до вимог вибухобезпеки" та призначені для зупинки котла при досягненні параметрами критичних величин, коли подальша робота загрожує серйозними ушкодженнями тепломеханічного обладнання [5]. У роботі реалізовано також і логіку локальних захистів. При застосуванні мікропроцесорної техніки захисту парових казанів виконуються з використанням трьох датчиків

аналогового сигналу. У разі відхилення контрольованих параметрів формується команда на відключення відповідного обладнання, пов'язаного з відключенням котла, спрацьовує світлозвукова сигналізація.

Дія захисту – одностороння. Зворотне введення обладнання в роботу здійснюється після усунення причин, що призвели до спрацьовування захисту [5].

Після спрацювання захисту виключається можливість скасування персоналом команд захисту до повного виконання. Для аварійного зупинки котла передбачена "віртуальна" кнопка, при натисканні на яку на екран має виводитися повідомлення "Зупинка котла" та дві кнопки "Так" та "Ні". У разі підтвердження відбувається аварійна зупинка котла. Введення та виведення захисту – автоматичне, крім зниження та підвищення рівня в барабані котла до другої межі. Захист за рівнем вводиться після звіряння водовказівних приладів. Передбачено також і ручне виведення захисту, доступ до якого має бути "запаролено" [5].

Передбачені такі режими роботи котла [5]:

- а) газ,
- б) мазут,
- в) тверде паливо та газ,
- г) тверде паливо та мазут.

Технологічний захист передбачає виконання таких операцій:

- зупинка котла,
- локальні операції.

Захисти, що діють на зупинку котла [5].

- підвищення та зниження рівня в барабані котла до другого переділу;
- відключення тягодуттьових механізмів.
- зупинка котла по команді з операторської станції.

3.3. Параметри, що підлягають контролю під час роботи паротурбінної установки.

Паротурбінні установки обладнають приладами, які вимірюють такі параметри [3]:

- 1) число оборотів турбіни;
- 2) тиск пари перед головними пусковими засувками, стопорними клапанами, за регулюючими та перевантажувальними клапанами, в камерах відборів, перед ежектором та пусковим масляним турбонасосом;
- 3) температуру пари в тих же точках;
- 4) тиск і температуру масла по всій масляній системі;
- 5) кількість виробленої енергії та частоту струму;
- 6) температуру повітря до та після охолоджувача генератора та ін.

Усі механізми власної витрати, живильну установку, редуційно-охолоджувальну установку, хімоводоочищення також обладнають необхідними приладами для вимірювання найважливіших параметрів, від повсякденного контролю яких залежить надійна експлуатація електростанції.

3.3.1. Автоматичне регулювання та захист турбіни.

Турбіна має систему автоматичного регулювання, що забезпечує наступні режими роботи [3]:

1. автоматичне регулювання частоти обертання ротора;
2. автоматична підтримка тиску пари у виробничому відборі;
3. автоматична підтримка тиску пари за турбіною (протидавлення);
4. утримання турбіни на неодруженому ході при відключенні генератора від мережі.

Автоматичне регулювання частоти обертання ротора здійснюється трансформатором тиску та забезпечує [5]:

1. зміна частоти обертання ротора турбіни на холостому ході під час синхронізації генератора;

2. автоматична підтримка частоти обертання ротора при зміні навантаження у разі роботи на індивідуальну електричну мережу;
3. автоматична підтримка заданого навантаження у регульовальному діапазоні при паралельній роботі.

Ступінь нерівномірності автоматичного регулювання частоти обертання ротора турбіни – 4-5% номінальної.

Ступінь нечутливості системи автоматичного регулювання частоти обертання трохи більше 0,3% номінальної частоти обертання ротора.

Діапазон синхронізації – 10% від номінальної частоти обертання.

Ступінь нерівномірності регулювання тиску пари: у виробничому відборі – 10% номінальної величини; за турбіною (протидавлення) – 20% номінальної величини. Управління синхронізуючим пристроєм системи автоматичного регулювання частоти обертання ротора здійснюється від електродвигуна зі щита управління або від руки маховиком.

Управління регуляторами тиску пари у відборі та протитиску здійснюється від електродвигунів зі щита управління, або від руки за допомогою відповідного маховика.

На турбіні передбачені такі пристрої захисту [5]:

- 1) Два стопорні клапани, що автоматично припиняють подачу свіжої пари в турбіну при падінні тиску масла в швидкозапірних пристроях до величини менше 0,3 МПа (3 кгс/см²) хат. Одночасно закривається швидкозапірний клапан-захлопка на виробничому відборі пари і під впливом реле закриття клапанів відбувається закриття регулюючих клапанів та поворотної діафрагми;
- 2) регулятор безпеки, що забезпечує через автоматичний затвор закриття стопорних клапанів у разі підвищення частоти обертання ротора турбіни до 56,0 1/с (3360 об/хв).

Автоматичний затвор також спрацьовує при натисканні кнопки ручного вимикача автоматичного затвора.

Турбіна обладнана пристроєм, що дозволяє проводити випробування регулятора безпеки на турбіні, що працює, без підвищення частоти обертання ротора і спрацьовування стопорних клапанів;

3) гідравлічне реле тиску в мастильній системі, що забезпечує автоматичне закриття стопорних клапанів при падінні тиску в мастильній системі до 25 кПа (0,2 кгс/см²);

4) дистанційний вимикач з електромагнітним приводом, що забезпечує автоматичне закриття стопорних клапанів при надходженні електричного сигналу у випадках:

- осьового зсуву ротора від робочого положення на 0,8 мм або мінус 0,8 мм; зменшення тиску на всмоктуванні головного масляного насоса-регулятора до 25 кПа (0,25 кгс/см²);

- зменшення тиску в мастильній системі до 25 кПа (0,25 кгс/см²);

- збільшення тиску олії в системі регулювання до 1,18 МПа (11.8 кгс/см²);

- Збільшення частоти обертання ротора до 55 1/с (3300 об/хв);

- збільшення вібрації переднього чи заднього підшипників турбіни до 11,2 мм/с (відповідає подвійній амплітуді вібропереміщень 100 мкм);

- Зменшення температури свіжої пари до 410 °С;

- натискання кнопки під табличкою "Зупинка турбіни" на щиті контролю та управління турбіни.

5) реле закриття регулюючих клапанів, що забезпечує практично одночасно закриттям стопорних клапанів закриття регулюючих клапанів та попоротою діафрагми.

6) датчик-реле тиску пускового масляного електронасоса (ПМН), що автоматично включає ПМН при зупинці турбіни і відключає ПМН при пуску турбіни після, відповідно, зменшення та збільшення тиску на нагнітанні ГМН до заданих величин;

7) датчик-реле тиску аварійного масляного електронасоса, що

забезпечує автоматичне включення стоянкового або аварійного (якщо з якоїсь причини не ввімкнувся стоянковий) насоса при зменшенні тиску в мастильній системі до 25 кПа (0.25 кгс/см²);

8) швидкозапірний клапан-захлопка на паропроводі виробничого відбору, що запобігає зворотному потоку пари в турбіну з колектора теплової мережі;

9) парове імпульсно-запобіжний пристрій (імпульсний та запобіжний пружинні клапани), що забезпечує автоматичне скидання пари в атмосферу зі збільшенням абсолютного тиску пари у виробничому відборі до 1,57 МПа (16,5 кгс/см²);

10) парові запобіжні клапани (два клапани важільно-вантажного типу), що забезпечують автоматичне скидання пари в атмосферу при підвищенні абсолютного тиску пари за турбіною до 0,32 МПа (3,2 кгс/см²).

ВИСНОВОК ЗА 3 РОЗДІЛОМ

Автоматичне управління чи автоматизація тих чи інших функцій у процесі управління виробництвом є одним із вирішальних засобів підвищення техніко-економічної ефективності виробництва. Автоматизація сучасних теплових електростанцій полягає в автоматичному регулюванні всіх безперервних процесів (горіння, живлення котла та ін), а також автоматичному управлінні окремими операціями. Для забезпечення безперебійної та надійної експлуатації численних та складних елементів обладнання теплової електростанції є прилади теплового контролю.

На котельних агрегатах передбачені постійно діючі прилади, які контролюють такі найважливіші параметри:

- тиск пари в барабані котла або на виході з пароперегрівача;

- рівень води у барабані котла;
- паропроодуктивність котельного агрегату,
- витрата поживної води на котел, що визначається за водоміром;
- температуру пари за пароперегрівачем;
- розрідження у верхній частині топки;
- температуру димових газів, що йдуть з котельного агрегату;
- вміст кисню (O_2) або вуглекислого газу (CO_2) у газоходах;
- температуру гарячого повітря перед притопкою;
- тиск первинного повітря перед притопкою;
- силу струму всіх електродвигунів паливоподаючої установки та ін.

Здійснене регулювання теплового навантаження котла.

Крім того, передбачені засоби захисту котлоагрегату. При технологічному захисті передбачено виконання таких операцій: зупинка котла або локальні операції.

Також передбачені засоби для автоматичного регулювання та захисту турбіни.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У даній кваліфікаційній роботі розглянуто проект міні-ТЕЦ у типового райцентру з використанням в якості палива - лігніну, відходів гідролізних заводів.

Використання лігніну о гідролізного заводу як палива на міні-ТЕЦ крім економічного ефекту, що досягається за рахунок витіснення імпортованого газу, викличе ще й значний соціально-економічний ефект. Ліквідація відвалів лігніну дозволить суттєво оздоровити навколишнє середовище в зоні їх розташування за рахунок зниження неорганічних викидів в атмосферу лігнінового пилу та газоподібних продуктів його розкладання, а також отруєння лігніном ґрунту та підземних вод.

При розрахунку теплової схеми ТЕЦ були визначені найбільш важливі показники такі як, витрата пари споживачами, кількість пари, що виробляється, кількість конденсату, що повертається, кількість води для хімводоочищення, температура води на вході в деаератор, витрата поживної води на парогенератори, витрата продувної води тощо.

На котельних агрегатах передбачені постійно діючі прилади, які контролюють найважливіші параметри. Здійснене регулювання теплового навантаження котла. Крім того, передбачені засоби захисту котлоагрегату. При технологічному захисті передбачено виконання таких операцій: зупинка котла або локальні операції. Також передбачені засоби для автоматичного регулювання та захисту турбіни.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. А. В. Борисенко, В. А. Пешко. Основи теплової енергетики: конспект лекцій [Електронний ресурс]: навч. посіб. К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 149 с
2. Машанова О.Є. Теплові електричні станції: Навчально-методичний посібник. - Запоріжжя, ЗДІА. 2011.-166
3. Ткаченко С.Й., Степанов Д.В., Боднар Л.А. Котельні установки. Навч. посіб. - Вінниця; ВНТУ, 2016.-185с.
4. Рогачов В.А. Котельні установки теплових електричних станцій. Аеродинамічний розрахунок котельних установок [Електронний ресурс]: методичні вказівки до курсового проекту. – Київ: НТУУ «КПІ», 2010. – 134 с.
5. Правила будови та безпечної експлуатації парових котлів, водогрійних котлів і водопідігрівачів. Наказ Державного комітету України по нагляду за охороною праці від 10.03.2017.
6. Улаштування електроустановок./ Наказ Міненерговугілля України від 21.07.2017 № 476
7. Ю.Ф. Романюк. Електричні мережі та системи. Навчальний підручник. – Київ: “Знання”, 2007. – 292 с.
8. Лисяк В.Г. Оптимальні режими вузлів навантаження електропостачальних систем. Навчальний посібник,—Львів: “ННІ” 2007. – 251 с.
9. П.М. Монтік Електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник – Львів: “Новий Світ”, 2011. – 487 с.
10. Електричні мережі та системи.: Навч. посібник для студ. електроенерг. спец. / М. С. Сегеда; Державний ун-т "Львівська політехніка". - Л.: Каменяр, 1999. - 296 с. - Бібліогр.: с.292-296. - ISBN 5-7745-0766-1
11. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни "Проектування електричних систем": для студ. спец. 7.090602 "Електричні системи і мережі" / Вінницький держ. технічний ун-т; уклад. Ж. І. Остапчук. - Вінниця: [б.в.], 1998. - 46 с.

12. Автоматика електроенергетичних систем. Практикум з дисципліни "Релейний захист та системна автоматика": Навч. посіб. для студ. спец. "Електричні мережі та системи"/О. Є. Рубаненко; Вінницький держ. технічний ун-т. - Вінниця: ВДТУ, 1999. - 63 с.

13. Релейний захист та автоматика в електроенергетиці: Навч. посіб. для студ. спец. "Електрична частина електричних станцій", "Електричні мережі та системи", "Електротехнічні системи та системи електроспоживання" / В. М. Кутін [та ін]; Вінницький держ. технічний ун-т. - Вінниця: ВДТУ, 2001. - 104 с.

14. Методичні вказівки до вибору схем розподільних пристроїв підстанцій напругою 35-750 кВ з курсу "Електричні системи та мережі" для студентів спеціальності "Електричні системи та мережі"/ Національний технічний ун-т "Харківський політехнічний ін-т"; уклад. В. П. Волков. - Х.: НТУ "ХПІ", 2001. - 19 с.

15. Конструкції повітряних ліній електропередачі. Курсове проектування: навч. посібник для студ. спец. 7.090602 "Електричні системи і мережі" / М. О. Головатюк; Вінницький держ. технічний ун-т. - Вінниця: ВДТУ, 2001. - 107 с.: рис. - Бібліогр.: с. 106-107

16. Експлуатація повітряних ліній електропередачі: навч. посіб. для студ. спец. 7.090602 "Електричні системи і мережі" / М. О. Головатюк; Вінницький держ. технічний ун-т. - Вінниця: ВДТУ, 2001. - 129 с.: рис. - Бібліогр.: с. 129

17. Електромонтажні роботи. Електричні мережі до 1000 В: Навч. посібник для студ. електротехн. спец. з дисципліни "Робоча професія" / О. Д. Демов [і др.]; Вінницький держ. технічний ун-т. - Вінниця: ВДТУ, 2002. - 55 с.

18. Електричні системи та мережі [Текст]: методичні вказівки до виконання курсового проекту для студ. спец. 7.090603 "Електротехнічні системи електроспоживання" денної та заоч. форм навчання / Національний ун-т харчових технологій; уклад. С. Є. Вакуленко. - К.: НУХТ, 2002. - 51 с.: рис. - Бібліогр.: с. 51-52

19. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні: навч. посібник для студ. спец. 7.090601 - "Електричні станції, 7.090602 - "Електричні системи і мережі" / Ю. В. Лук'яненко [та др.]; Вінницький держ. технічний ун-т. - Вінниця: ВДТУ, 2002. - 111 с.: рис. - Бібліогр.: с.111.

20. Денисюк А.Ю., Хливнюк М.Г., Шестак І.М. Комп'ютерна електроніка: Навч. Посіб. - Житомир: ЖВІ, 2017. - с. 33-44.

21. Електричні мережі систем електропостачання [Текст]: навч. посібник для студ. вищих навч. закл. / Г. Г. Півняк [та ін.]; ред. Г. Г. Півняк; Національний гірничий ун-т. - Д.: НГУ, 2003. - 316 с.: рис. - Бібліогр.: с. 311. - ISBN 966-8271-45-