

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Теплоенергетичний

(повна назва факультету)

Теплоенергетичних установок теплових та атомних електростанцій

(повна назва кафедри)

Магістерська дисертація

зі спеціальності 144 «Теплоенергетика»
спеціалізацією «Теплові електричні станції та установки»,
(код і назва спеціальності)

на тему Опалювальна ТЕЦ потужністю 500 МВт, для міста Києва. Пускові режими теплофікаційних енергоблоків.

Виконав (-ла): студент (-ка) 6 курсу, групи ТС-81мп

Вітнюк Олександр Анатолійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

(шифр групи)

Науковий керівник ст.викл., к.т.н. Риндюк Д.В.

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

(підпис)

Київ - 2019 року

Анотація

Модернізація турбіни Т-250/300-240 шляхом заміни надбандажних ущільнень лабіринтового типу на надбандажні ущільнення сотового типу, що надасть можливість підвищити внутрішній відносний ККД турбоагрегату.

За допомогою техніко-економічного розрахунку було проведено порівняльний аналіз варіантів вибору основного обладнання ТЕЦ та визначено оптимальний (економічно найвигідніший) варіант. А також було проведено розрахунок теплової схеми, вибір основного і допоміжного обладнання та екологічний розрахунок.

Проект має графічну частину, яка складається з восьми креслень:

- теплова схема;
- план головного корпусу ТЕЦ ;
- генеральний план ТЕЦ,
- схема головних електричних з'єднань;
- поперечний розріз корпусу;
- функціональна схема КПВ пароводяного котла ТГМП-344А;
- проточна частина ЦВТ турбіни Т-250/300-240;
- плакат №1;

Annotation

Modernization of the turbine T-250/300-240 by replacement of overband seal of labyrinth type on overband seal consolidations of cellular type that will give an opportunity to increase the internal relative efficiency of a turbine unit.

By means of technical and economic calculation the comparative analysis of options of the choice of the capital equipment of combined heat and power plant was carried out and are defined optimum (economically the most favorable) option. And also calculation of the thermal scheme, the choice of the capital and service equipment and ecological calculation was carried out.

The project has a graphic part which consists of eight drawings:

- thermal scheme;
- plan of the main building of combined heat and power plant;
- master plan of combined heat and power plant,
- the scheme main electric connections;
- case cross-section;
- function chart of KPV of a steam-and-water copper ТГМII-344А;
- flowing part of TsVD of the turbine T-250/300-240;
- poster No1;

ЗМІСТ

Умовні позначення
Вступ
1. Техніко-економічне обґрунтування проекту
1.1. Визначення порівняльної ефективності ТЕЦ
2. Теплоμηχανічна частина ТЕЦ-6
2.1. Вибір основного устаткування ТЭЦ
2.1.1. Турбоагрегат Т-250/300-240
2.1.2. Котел ТГМП-344А (КП-1000-25 ГМЧ)
2.2. Вибір допоміжного устаткування ТЕЦ
2.2.1. Бустерний насос типа ЦД-650-160
2.2.2. Живильний електронасос ПЭ-600-300-2
2.2.3. Живильний турбонасос ПТН-1100-350-24
2.2.4. Приводна турбіна
2.2.5. Деаераційна установка блоку
2.2.6. Конденсаційна установка
2.2.7. Регенеративна установка
2.2.8. Теплофікаційна установка
2.3. Розрахунок режимів роботи ТЕЦ-6
2.3.1. Методика розрахунку теплової схеми
2.4. Охорона навколишнього середовища від впливу виробництва
2.4.1. Розрахунок концентрації оксидів сірки
2.4.2. Очищення димових газів від оксидів азоту
2.4.3. Розсіювання в атмосфері викидів з димаря ТЕЦ
2.5. Розрахунок трубопроводу
2.5.1. Гидравлічний розрахунок трубопроводу
2.5.2. Розрахунок ділянки трубопроводу на самокомпенсацію
2.6. Генеральний план ТЕЦ
2.7. Компоновка головного корпусу
3. Автоматичні системи регулювання (АСР)
3.1. Загальні положення та характеристика обладнання
3.2. Включення і експлуатація АСР виконаної на апаратурі "Реміконт"
3.3. АСР палива
3.4. Регулятор загального повітря (РЗП)
3.5. АСР живлення і схема температурної корекції
3.6. АСР розрідження в топці
4. Електрична частина станції
4.1. Схема головних електричних з'єднань
4.2. Електрична схема власних потреб ТЕЦ (6кВ и 0.4/0.23 кВ)

Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Київська ТЕЦ-6 Пускові режими енерго- блоків Т-250/300-240	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.						3		
Перевір.						ТЕФ каф. ТЕУ Т та АЕС		
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.								

4.3.	Розрахунок токів короткого замикання
4.4.	Вибір та перевірка вимикача та роз'єднувача
4.5.	Вибір та перевірка роз'єднувача
4.6.	Дистанційне керування повітряними вмикачами
5.	Охорона праці
5.1.	Загальні заходи безпеки при експлуатації технологічного устаткування теплофікаційних енергоблоків
5.2.	Вимоги безпечного обслуговування турбінних установок
5.3.	Електробезпека при експлуатації електроустановок обслуговуючих роботу теплофікаційних енергоблоків
5.3.1.	Джерела живлення електроустановок енергоблоків
5.3.2.	Основні заходи захисту від поразки електричним струмом
5.4.	Гігієна праці і виробнича санітарія
5.4.1.	Оптимізація повітря робочої зони виробничих приміщень теплофікаційних енергоблоків
5.4.2.	Розрахунок валових і питомих викидів шкідливих речовин при роботі теплофікаційних енергоблоків
5.5.	Види і норми виробничого освітлення приміщень теплофікаційних енергоблоків
5.6.	Норм рівнів виробничого шуму в приміщеннях теплофікаційних енергоблоків і заходи по їх забезпеченню
5.7.	Захист від виробничих вібрацій при роботі теплофікаційних енергоблоків
5.8.	Норм інфрачервоних випромінювань при роботі теплофікаційних енергоблоків і заходи по їх забезпеченню
5.9.	Забезпечення вимог пожежної безпеки при експлуатації теплофікаційних енергоблоків
5.9.1.	Пожежонебезпечні властивості горючих речовин
5.9.2.	Система запобігання пожеж
5.9.3.	Система протипожежного захисту
5.9.3.1.	Протипожежний водопровід
5.9.3.2.	Автоматичні установки сигналізації і пожежогасінні
6.	Організаційно–економічна частина
6.1.	Проектна калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ
6.2.	Розрахунок грошових потоків інвестиційних капіталовкладень
7.	Пускові режими теплофікаційних енергоблоків (Т-250/300-240)
7.1.	Загальна характеристика режимів пуску
7.2.	Загальні положення
7.3.	Передпускові операції
7.4.	Пуск енергоблока з холодного стану
7.5.	Пуск блоку з незахоллого стану без прогрівання паропроводів ППП
7.6.	Пуск блоку з незахоллого стану із застосуванням розпалювального РУ 160/10
7.7.	Пуск блоку з гарячого стану
Висновок		
Перелік посилань		

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

АБ	автомат безпеки
АВР	автоматичне включення резерву
АМНС	аварійний маслonaсос смазки
АМНУ	аварійний маслonaсос ущільнення вала генератора
БГК	бак "грязного" конденсата
БЗК	бак запаса конденсата
БНТ	бак низьких точок
БОУ	блочна обессолювана установка
БРТ	бак регулювання турбіни
БРОУ	швидкодіюча редукційно-охолоджувальна установка
БЕН	бустерний електронасос
БЩУ	блочний щит управління
ВДПТС	вакуумний деаератор живлення тепломережі
ВЗ	Вбудована засувка
ВПУ	Валоповоротний пристрій
ВС	вбудований в тракт котла сепаратор
ВТРМ	всережимний турбінний регулятор потужності
ГВК	газовий відсічний клапан
ГПЗ	Головна парова засувка
ГРТ	гидравлічний регулятор тиску
ГСЗВ	Гидравлічна система захисту відборів
ГЗК	Головний запобіжний клапан
Д-1	дросельний клапан на лінії підведення середовища до ВС
Д-2	дросельний клапан на лінії скидання середовища з ВС в Р-20
Д-3	дросельний клапан на випарі ВС
Д-7 ата	деаератор 7 ата
ЗАБ	золотники автомата безпеки
ІЗК	імпульсний запобіжний клапан
КВГМ	котел водогрійний газомазутний
КПШ и А	контрольно-вимірювальні прилади та автоматика
КГП	конденсат гріючої пари
КЕН	конденсатний електронасос
КІС	клапан імпульсний соленоїдний
КНБ	конденсатний насос бойлерів
КНЗУ	конденсатний насос знесолюючої установки
КОС	клапан оборотний з соленоїдним управлінням
КРП	котловий регулятор потужності
МНС	маслонасос смазки
МНУ	маслонасос ущільнення вала генератора
МЩУ	місцевий щит управління
НБЗК	насос бака запасу конденсата
НБГК	насос бака "грязного" конденсата
НБНТ	насос бака низьких точок

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

НХОВ	насос хімоочищеної води
НГО	насос газоохолоджувачів
НОС	насос охолодження статора
НЖТМ	насос живлення тепломережі
НРТ	насос регулювання турбіни
ОК	основний конденсат
ОКБК	охолоджувач конденсата бойлеров конденсатом
ОКБС	охолоджувач конденсата бойлеров живильною водою
ОКБЦ	охолоджувач конденсата бойлеров циркувдою
ОКК	охолоджувач конденсата калориферів котла
ОЭ	основні ежектори
ПНТ	підігрівач низького тиску
ПВТ	охолоджувач високого тиску
ЖТН	живильний турбонасос
ЖЕН	Живильний електронасос
ПЕ	пускові ежектора
ПМН	Підкачувальний мережний насос
ПМГ	Підігрівач мережний горизонтальний
ПС-250	підігрівач сальниковий
Р-20	розтопочний розширювач
РДТ	розширювач дренажів турбіни
РКТ	розширювач конденсатора турбіни
РК ЦВТ	регулюючі клапана ЦВТ
РК ЦСТ	регулюючі клапана ЦСТ
РВТ	ротор високого тиску
РСД	ротор середнього тиску
РПК	регулюючий клапан живлення котла
РОУ	редукційно-охолоджувальна установка
РШ	регулятор швидкості
РУ	Редукційна установка
СК ЦВТ	стопорний клапан ЦВТ
СК ЦСТ	стопорний клапан ЦСТ
СКД	надкритичний тиск
СН-ІІ	Мережний насос ІІ підйому
УП	Показник положення
ЦВТ	циліндр високого тиску
ЦСТ	циліндр середнього тиску
ЦНТ	циліндр низького тиску
ЩКА	щітковий контактний апарат
ЕГСРО	електрогідравлічна система регулювання теплофікаційних відборів
ЕКМ	електроконтактний манометр
ЕПР	Ежектор примусового розхолодження
ЕРТО	електронний регулятор теплофікаційних відборів
ЕУ	ежектор ущільнень

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Теплофікація є найбільш сучасним методом централізованого теплопостачання і одним з головних напрямів зниження витрати палива на виробництво електроенергії.

У 90-х роках значно зменшився обсяг фінансових коштів та матеріальних ресурсів, що виділялись на ремонт та реконструкцію ТЕЦ і теплових мереж. Це призвело до критичного стану галузі. Періодично в різних містах трапляються серйозні аварії в системах, унаслідок яких велика кількість будинків лишається без тепла, а інколи стає паралізованим життя цілого міста. В аварійному стані знаходиться частина трубопроводів теплових мереж.

Спостерігається падіння промислового попиту на теплову енергію. Тому ТЕЦ переходять в неекономічні режими відпуску теплоти (у тому числі, в конденсаційні), що зменшує ефективність використання палива. Використовується тільки близько 30% встановленої потужності ТЕЦ України.

Держава не в змозі забезпечити бюджетне фінансування коштовних довгострокових програм по оновленню та реконструкції крупних ТЕЦ і довгих теплових мереж. Цими питаннями займаються комерційні структури, які не мають довгострокових програм реформування галузі, а в більшості випадків керуються однією метою – отриманням надприбутків.

На сьогодні існує два напрямки розвитку теплофікації:

1. Традиційний, що базується на спорудженні нових крупних ТЕЦ і далекопротяжних систем централізованого теплопостачання, а також на модернізації існуючих паротурбінних теплофікаційних електростанцій, працюючих на природному газі, шляхом введення газотурбінних над будівель і перетворення їх у ПГУ великої потужності.

2. Нетрадиційний, що передбачує будівництво ТЕЦ на базі ДЕС, ГТУ і ПГУ малої та середньої потужності і формування компактних систем теплопостачання.

Ці два напрямки не перечать один одному, а в оптимальних межах можуть співіснувати, тим самим обслуговуючи не лише великих, але й відносно дрібних

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№. Докум.	подпись	дата		

споживачів теплоенергії, що дозволить розширити області застосування теплофікації в країні.

Таким чином, мова не йде про заміну крупних ТЕЦ теплофікаційними електростанціями відносно невеликої потужності, а в значній мірі про їх раціональне поєднання. Великі паротурбінні ТЕЦ, які отримали широке розповсюдження в Україні та країнах СНД, мають деякі особливості.

Спорудження невеликих ТЕЦ замість великих паротурбінних ТЕЦ буде приводити до різкого зниження одиничної потужності обладнання і, як наслідок цього, до зниження початкових параметрів, енергетичної ефективності і до збільшення відносних початкових витрат. Для сучасних великих енергосистем малопотужні енергоустановки не в змозі вирішувати основні проблеми по розвитку в них електро- та теплоенергетики. Але з іншого боку застосування невеликих газотурбінних, парогазових установок та дрібних ТЕЦ, формування компактних систем теплопостачання дає подальший розвиток теплофікації районам, які не охоплюють потужні енергосистеми або тим районам, що забезпечені природним газом.

Метою даної роботи є проектування опалювальної ТЕЦ для централізованого теплопостачання промислових підприємств, житлових і адміністративних будівель міста Києва з одночасною видачею електричної енергії в енергосистему "Київенерго". Встановлена електрична потужність ТЕЦ складає 500 МВт, тепла 5022 ГДж/год (1395 МВт).

Також розглянуто питання підвищення ефективності системи маслопостачання шляхом модернізації маслоохолоджувачів М-240 турбоустановки Т-250/300-240.

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№. Докум.	подпись	дата		

1. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

1.1 Визначення порівняльної ефективності ТЕЦ

Розширення теплової станції, що розташована в місті Києві і має базову структуру $2 \times T-250/300-240 + 2 \times 1000$ т/год + $5 \times$ КВГМ-180. Розширення здійснюється добудовою блока з турбіною $2 \times T-250/300-240$ та 1 водонагрівальним котлом КВГМ-180. В якості альтернативного варіанту приймаємо добудову 3 водонагрівальні котли КВГМ-180. Теплофікаційне навантаження, яке повинна забезпечити станція $Q_{\max} = 2400$ МВт. Частка гарячого водопостачання складає $\gamma_{\text{гвс}} = 20$ %, вентиляції $\gamma_{\text{в}} = 10$ %. Кількість годин використання встановленої потужності $T_{\text{уст}} = 6000$ год./рік. Паливо – природний газ. Тоді:

перший варіант – $3 \times T-250/300-240 + 3 \times 1000$ т /год. + $6 \times$ КВГМ-180;

другий варіант – $2 \times T-250/300-240 + 2 \times 1000$ т /год. + $8 \times$ КВГМ-180

Для першого варіанту коефіцієнт теплофікації складає $\alpha = 3 \cdot 384 / 2400 = 0,48$; для другого $\alpha = 2 \cdot 384 / 2400 = 0,32$.

Для розрахунку річних відпусків тепла, виробітку електроенергії й витрат палива, будуємо річний графік теплових навантажень на підставі кліматологічних даних (табл. 1.1).

Таблиця 1.1. Кліматологічні дані для міста Київ

Температура зовнішнього повітря, °С			Число годин опалювального періоду з температурою зовнішнього повітря (°С), яка дорівнює або нижча за							
Розрахункова для опалення	Розрахункова для вентиляції	Середня за опалювальний період	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	+8
-21	-10	-1,1	1	5	36	166	502	1128	2352	4844

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

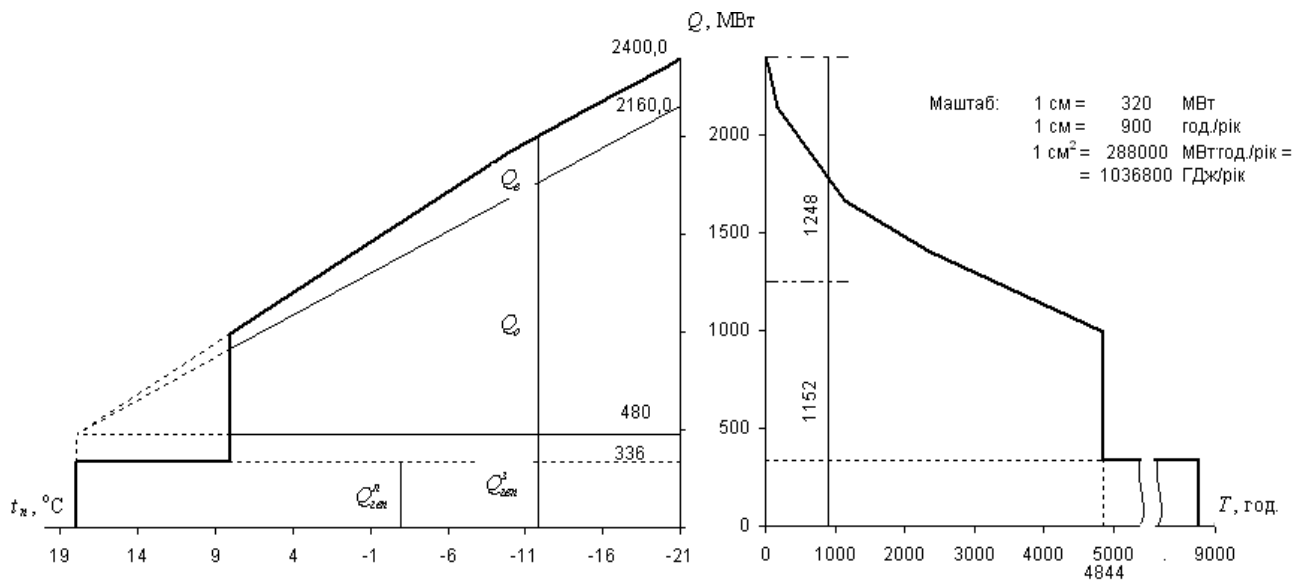


Рисунок 1.1. Річний графік відпуску теплоти від ТЕЦ

Для цього визначаю навантаження опалення, вентиляції та гарячого водопостачання в залежності від розрахункових температур зовнішнього повітря.

Навантаження гарячого водопостачання в опалювальний період складає:

$$Q_{ГВС}^{ЗИМ} = y_{ГВС} \cdot Q_{\max} = 0,20 \cdot 2400 = 480 \text{ МВт.}$$

Улітку складає: $Q_{ГВС}^{ЛЕТ} = 0,7 \cdot Q_{ГВС}^{ЗИМ} = 0,7 \cdot 480 = 336 \text{ МВт.}$

Розрахункова величина навантаження вентиляції:

$$Q_B = y_B \cdot Q_{\max} = 0,10 \cdot 2400 = 240 \text{ МВт.}$$

Розрахункову величину опалювального навантаження:

$$Q_{P.O.} = Q_{\max} - Q_B - Q_{ГВС}^{ЗИМ} = 2400 - 240 - 480 = 1680 \text{ МВт.}$$

Результати розрахунків техніко-економічних показників ТЕЦ, що виконані на ПЕОМ, наведені нижче:

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2 Результати розрахунків техніко-економічних показників ТЕЦ

Вихідні дані			
Максимальне навантаження,	МВт	2400,00	
Доля гарячого водопостачання,	%	0,20	
Тривалість опалювального періоду,	год./рік	4484,00	
Розрахункова температура опалення,		-21,00	
Середня температура опалення		-1,10	
Річний відпуск пари, тис.	т/рік	0,00	
Кількість годин використання встановленої потужності,	годин/рік	6000,00	
ККД котлоагрегатів		0,91	0,90
Втрати палива,	%	0,00%	0,30%
Масиви навантажень по варіантах		1	2
Турбіни Т		1152,00	768,00
Турбіни ПТ		0,00	0,00
Турбіни Р		0,00	0,00
Водонагрівальні котли		1248,00	1632,00
РОУ		0,00	0,00
Разом		2400,00	2400,00
Характеристики турбін:			
Т: потужність,	МВт	750,00	500,00
питомі витрати тепла: на тепловому споживанні,	кДж/кВт • год.	3810,00	3810,00
те ж саме в конденсаційному режимі		7997,00	7997,00
питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з опалювального відбору,	кВт•год./ ГДж	164,00	164,00
Турбіни ПТ: потужність,	МВт	0,00	0,00
питомі витрати тепла: на тепловому споживанні,	кДж/кВт • год.	0,00	0,00
те ж саме в конденсаційному режимі		0,00	0,00
питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з опалювального відбору,	кВт•год./ ГДж	0,00	0,00
те ж саме з виробничого відбору		0,00	0,00
Доля навантаження, що покривається турбінами Р		0,00	0,00
Турбіни Р, потужність,	МВт	0,00	0,00
питомі витрати тепла: на тепловому споживанні,	кДж/кВт • год.	0,00	0,00
питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з протитиску ,	кВт•год./ ГДж	0,00	0,00

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати розрахунків			
Варіанти		1	2
Літній відпуск тепла		1315776,0 0	
Коефіцієнт заповнення графіку		0,59	
Коефіцієнт нерівномірності графіку		0,41	
Відпуск тепла у гарячій воді,	тис. ГДж	27663,97	27663,97
у т.ч.: турбіни Т	тис. ГДж	22953,41	17134,16
турбіни ПТ	тис. ГДж	0,00	0,00
турбіни Р	тис. ГДж	0,00	0,00
водонагрівальні котли	тис. ГДж	4710,56	10529,81
РОУ		0,00	0,00
Відпуск тепла у парі, тис.	ГДж	0,00	0,00
Разом відпуск тепла, тис.	ГДж	27663,97	27663,97
Встановлена потужність ТЕЦ,	МВт	750,00	500,00
Виробіток електроенергії,	млн. кВт.год	4500,00	3000,00
у т.ч. на тепловому споживанні	млн. кВт.год	3764,36	2810,00
у т.ч. турбінами Т	млн. кВт.год	3764,36	2810,00
турбінами ПТ	млн. кВт.год	0,00	0,00
турбінами Р	млн. кВт.год	0,00	0,00
в конденсаційному режимі	млн. кВт.год	735,64	190,00
у т.ч. турбінами Т	млн. кВт.год	735,64	190,00
турбінами ПТ	млн. кВт.год	0,00	0,00
Витрати тепла на виробіток електроенергії, тис.	ГДж	20225,13	12225,52
Виробіток тепла енергетичними котлами, тис.	ГДж	43178,54	29359,68
Витрати палива,:	тис. т у.п./ рік	1903,33	1583,93
у т.ч.: енергетичними котлами	тис. т у.п./ рік	1717,05	1167,53
водонагрівальними котлами	тис. т у.п./ рік	186,28	416,41

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Питома витрата палива на виробіток електроенергії у теплофікаційному режимі:

$$b_{T\Phi} = \frac{q_{T\Phi} \cdot k_1 \cdot k_2}{29309 \cdot \eta_{ка} \cdot \eta_{mn}} \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right), \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}, \quad (1.1)$$

де $q_{T\Phi} = 3810 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ – питома витрата тепла;

$a = 0$ – норма втрат для газового палива;

$k_1 = 1,02$ – коефіцієнт, що враховує пускові втрати;

$k_2 = 1,03$ – коефіцієнту, що враховує роботу ТЕЦ в змінних режимах;

$\eta_{ка} = 0,91$ – ККД котла (паливо природний газ);

$\eta_{mn} = 0,99$ – ККД теплового потоку.

Тоді питома витрата палива складає:

$$b_{T\Phi} = \frac{3810 \cdot 1,02 \cdot 1,03}{29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99} = 0,152 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}.$$

Питома витрата палива на виробіток електроенергії у конденсаційному

режимі:

$$b_K = \frac{q_K \cdot k_1 \cdot k_2}{29309 \cdot \eta_{ка} \cdot \eta_{mn}} \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right), \quad (1.2)$$

де $q_K^2 = 7997 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ – питома витрата тепла:

Тоді питомі витрати палива складають:

$$b_K = \frac{7997 \cdot 1,02 \cdot 1,03}{29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99} = 0,318 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}.$$

Питомі витрати палива на виробіток тепла (1-й та 2-й варіант):

Енергетичні котли:

$$b_{EK} = \frac{34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,03}{0,91 \cdot 0,99} = 39,766 \frac{\text{кг}}{\text{кДж}}.$$

Водонагрівальні котли (паливо – мазут): $a = 0,3$; $\eta_{ка} = 0,9$; $k_2 = 1,01$)

$$b_{BK} = \frac{34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,01}{0,9 \cdot 0,99} \cdot \left(1 + \frac{0,3}{100}\right) = 39,546 \frac{\text{кг}}{\text{кДж}}.$$

Для котельні – водонагрівальні котли (паливо – газ):

$$b_{BK}^{кот} = \frac{34,1 \cdot 1,0526}{0,91 \cdot 0,99} = 39,842 \frac{\text{кг}}{\text{кДж}}.$$

Знаходимо витрати умовного палива:

Витрата умовного палива на виробіток електроенергії на теплофікаційному споживанні

1-й варіант: $B_{T\Phi} = b_{T\Phi} \cdot E_{T\Phi} = 3764,36 \cdot 0,152 = 570,66$ тис.т.у.п./рік.;

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ док.ум.	Підпис	Дата		

2-й варіант: $B_{T\phi} = b_{T\phi} \cdot E_{T\phi} = 2810 \cdot 0,152 = 425,98$ тис.т.у.п./рік.

Витрата умовного палива на виробіток електроенергії на конденсаційному виробітку електроенергії

1-й варіант: $B_K = b_K \cdot E_K = 735,64 \cdot 0,318 = 234,07$ тис.т.у.п./рік.;

2-й варіант: $B_K = b_K \cdot E_K = 190 \cdot 0,318 = 60,46$ тис.т.у.п./рік.;

Витрата умовного палива на відпуск тепла від турбін

1-й варіант: $B_T = b_{EK} \cdot Q_{оп} = 22953,41 \cdot 10^{-3} \cdot 39,766 = 912,32$ тис.т.у.п./рік.;

2-й варіант: $B_T = b_{EK} \cdot Q_{оп} = 17134,16 \cdot 10^{-3} \cdot 39,766 = 681,08$ тис.т.у.п./рік.;

Витрата умовного палива на відпуск тепла від водонагрівальних котлів

1-й варіант: $B_{BK} = b_{BK} \cdot Q_{BK} = 4710,56 \cdot 10^{-3} \cdot 39,546 = 186,28$ тис.т.у.п./рік.;

2-й варіант: $B_{BK} = b_{BK} \cdot Q_{BK} = 10529,81 \cdot 10^{-3} \cdot 39,546 = 416,41$ тис.т.у.п./рік.

Визначення витрат електроенергії на власні потреби:

Котельний цех:

а) тяго-дутьове обладнання:

1-й варіант: $W_{T.д.} = \varpi_{T.д.} \cdot \frac{Q_{эн.к.}}{A} \cdot 10^{-3} = 3,55 \cdot \frac{43178,54}{3,05} \cdot 10^{-3} = 50,26$ млн.кВт·год ,

2-й варіант: $W_{T.д.} = \varpi_{T.д.} \cdot \frac{Q_{эн.к.}}{A} \cdot 10^{-3} = 3,55 \cdot \frac{29359,68}{3,05} \cdot 10^{-3} = 34,17$ млн.кВт·год ,

де: $A = 3,05$; $\varpi_{T.д.} = 3,55$ – питома витрата електроенергії на виробіток 1 тони пари.

б) живильні електронасоси витрати відсутні.

Турбінний цех:

витрати на циркуляційні насоси:

1-й варіант: $W_{цн} = \frac{\varpi_{цн}}{100} \cdot W_{вир} = \frac{0,65}{100} \cdot 4500 = 29,25$ млн.кВт·год ,

2-й варіант: $W_{цн} = \frac{\varpi_{цн}}{100} \cdot W_{вир} = \frac{0,65}{100} \cdot 3000 = 19,5$ млн.кВт·год ,

де $\varpi_{цн} = 0,65$ – питома витрата електроенергії на перекачування 1 т циркуляційної води ;

котельня – витрати відсутні.

Теплофікаційне обладнання:

витрати на мереживі насоси $W_{ми} = \varpi_{ми} \cdot Q_{ГВ} = 3 \cdot 27663,97 \cdot 10^{-3} = 82,99$ млн.кВт·год .

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ док.ум.	Підпис	Дата		

де $\varpi_{mn} = 3$ – питомі витрати електроенергії на 1 ГДж теплоти, яке відпущене з гарячою водою; $Q_{ГВ} = 27663,97$ тис.ГДж/рік - річний відпуск тепла в гарячій воді.

Інші споживачі:

$$1\text{-й варіант : } W_{in} = \frac{\varpi_{in}}{100} \cdot W_{вир} = \frac{0,7}{100} \cdot 4500 = 31,5 \text{ млн.кВт} \cdot \text{год},$$

$$2\text{-й варіант: } W_{in} = \frac{\varpi_{in}}{100} \cdot W_{вир} = \frac{0,7}{100} \cdot 3000 = 21 \text{ млн.кВт} \cdot \text{год}.$$

де $\varpi_{in} = 0,7$ – питома витрата електроенергії;

Сумарні витрати електроенергії на власні потреби:

$$W_{ВП} = W_{нпр} + W_{Т.Д.} + W_{жсн} + W_{Г} + W_{ЦН} + W_{mn} + W_{in}; \quad (1.3)$$

$$1\text{-й варіант: } W_{ВП} = 50,26 + 29,25 + 82,99 + 31,5 = 194 \text{ млн.кВт} \cdot \text{год};$$

$$2\text{-й варіант: } W_{ВП} = 34,17 + 19,5 + 82,99 + 21 = 157,66 \text{ млн.кВт} \cdot \text{год};$$

$$\text{Річний відпуск електроенергії від ТЕЦ у мережі становить: } W_{від} = W_{вир} - W_{ВП}. \quad (1.4)$$

$$\text{Станція: } W_{від} = 4500 - 194 = 4306 \text{ млн.кВт} \cdot \text{год};$$

$$\text{Котельня: } W_{від} = 3000 - 157,66 = 2842,34 \text{ млн.кВт} \cdot \text{год}.$$

Розрахунок питомих витрат на будівництво та експлуатацію ТЕЦ

Капіталовкладення

1-й варіант:

$$\text{будівелі та споруди } K_{BC} = K_{BC}^I + n_{БЛ} \cdot K_{BC}^{II} + n_{БК} K_{BC(БК)} = 119 + 2 \cdot 54,2 + 6 \cdot 2,9 = 244,8$$

млн.у.о.;

$$\text{обладнання: } K_{OB} = K_{OB}^I + n_{БЛ} \cdot K_{OB}^{II} + n_{БК} K_{OB(БК)} = 178,5 + 2 \cdot 126,3 + 6 \cdot 6,8 = 471,9.$$

$$\text{сумарні: } K_{ТЕЦ} = K_{BC} + K_{OB} = 244,8 + 471,9 = 716,7 \text{ млн.у.о.}$$

2-й варіант:

$$\text{будівелі та споруди } K_{BC} = K_{BC}^I + n_{БЛ} \cdot K_{BC}^{II} + n_{БК} K_{BC(БК)} = 119 + 54,2 + 8 \cdot 2,9 = 196,4$$

млн.у.о.;

$$\text{обладнання: } K_{OB} = K_{OB}^I + n_{БЛ} \cdot K_{OB}^{II} + n_{БК} K_{OB(БК)} = 178,5 + 126,3 + 8 \cdot 6,8 = 359,2.$$

$$\text{сумарні: } K_{ТЕЦ} = K_{BC} + K_{OB} = 196,4 + 359,2 = 555,6 \text{ млн.у.о.}$$

Чисельність персоналу на ТЕЦ залежить від кількості обладнання, та виду палива.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для 1-го варіанту чисельність персоналу складає $315 \cdot 0,9 \approx 284$ чоловік; для 2-го варіанту $265 \cdot 0,9 \approx 239$.

Річні експлуатаційні витрати

Ціна палива – 250 у.о./т для газу та 270 у.о./т для мазуту.

Вартість палива:

1-й варіант:

$$I_{II} = \sum B_{ym} \cdot C_{II} = I_{II}^2 = (1717,05 \cdot 250 + 186,28 \cdot 270) \cdot 10^{-3} = 479,558 \text{ млн.у.о./рік};$$

2-й варіант:

$$I_{II} = \sum B_{ym} \cdot C_{II} = I_{II}^2 = (1164,02 \cdot 250 + 416,41 \cdot 270) \cdot 10^{-3} = 403,435 \text{ млн.у.о./рік};$$

Амортизаційні відрахування

1-й варіант: $I_A = \frac{H_A^{BC}}{100} \cdot K_{BC} + \frac{H_A^{OB}}{100} \cdot K_{OB} = 0,05 \cdot 244,8 + 0,15 \cdot 471,9 = 83,025 \text{ млн.у.о./рік};$

2-й варіант: $I_A = \frac{H_A^{BC}}{100} \cdot K_{BC} + \frac{H_A^{OB}}{100} \cdot K_{OB} = 0,05 \cdot 196,4 + 0,15 \cdot 359,2 = 63,7 \text{ млн.у.о./рік},$

де $H_A^{BC} = 5\%$; $H_A^{OB} = 15\%$; $H_A = 10\%$.

Зарплата експлуатаційному персоналу:

$$I_{зп} = R_E \cdot \Phi, \quad (1.5)$$

1-й варіант: $I_{зп} = 7000 \cdot 284 \cdot 10^{-6} = 1,988 \text{ млн.у.о./рік};$

2-й варіант: $I_{зп} = 7000 \cdot 239 \cdot 10^{-6} = 1,673 \text{ млн.у.о./рік};$

Загальностанційні та інші витрати:

$$I_{ин} = \frac{\alpha_{ин}}{100} \cdot (I_A + I_{зп}), \quad (1.6)$$

де: $\alpha_{ин}^{cm1} = 30\%$; $\alpha_{ин}^{cm2} = 40\%$:

1-й варіант: $I_{ин} = 0,3 \cdot (83,025 + 1,988) = 25,5039 \text{ млн.у.о./рік};$

2-й варіант: $I_{ин} = 0,4 \cdot (63,7 + 1,673) = 26,1492 \text{ млн.у.о./рік}.$

Для визначення вартості замикаючого відпуску електроенергії у якості базової станції обираємо проект станції. Вартість електроенергії для замикаючого відпуску $\check{O}_{\check{C}il} = 0,09 \text{ у.о./кВтгод}$:

1-й варіант: $I_{зAM} = 0 \text{ млн.у.о./рік};$

2-й варіант: $I_{зAM} = 0,09 \cdot (4306 - 2842,34) = 131,7294 \text{ млн.у.о./рік};$

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Приведені витрати знаходимо за формулою:

$$Z = I_{\Sigma} + E_H \cdot K, \text{ де } E_H = 0,1 \quad (1.7)$$

Приведені витрати за кожним варіантом станції складають:

станція: $Z^{ст} = 479,558 + 83,025 + 1,988 + 25,5039 + 0,1 \cdot 716,7 = 661,7449$ млн.у.о./рік;

котельня: $Z^{кот} = 403,435 + 63,7 + 1,673 + 16,1492 + 131,7294 + 0,1 \cdot 555,6 = 672,2466$ млн.у.о./рік.

Висновок: В результаті розрахунків видно, що найбільш економічним варіантом виявився другий варіант, але різниця між приведеними витратами не перевищує 5 % і в першому варіанті у нас більший виробіток електроенергії, тому ми обираємо перший варіант, а саме:

3×Т-250/300-240+3×1000 т/год +6×КВГМ-180.

Таблиця 1.3 Порівняння варіантів енергопостачання

Найменування	I варіант ТЕЦ 750 МВт	II варіант ТЕЦ 500 МВт
1. Електрична потужність, МВт	750	500
2. Теплова потужність:		
у гарячій воді, МВт	2400,00	2400,00
в парі	-	-
відбори турбін, МВт	1152,00	768,00
РОУ, МВт	-	-
водонагрівальні котли, МВт	1248,00	1632,00
3. Річний відпуск тепла, тис. ГДж:	27663,97	27663,97
виробничі відбори турбін	-	-
опалювальні відбори турбін	22953,41	17134,16
РОУ и ПК	-	-
ВК	4710,56	10529,81
4. Кількість годин використання встановленої потужності, год/рік	6000,00	6000,00
5. Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні, кВт.год/ГДж:		
виробничі відбори	-	-
опалювальні відбори	164,00	164,00

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 1.3

6. Питомі витрати палива: на виробіток електроенергії на тепловому споживанні, кг/кВт.год	0,152	0,152
на виробіток електроенергії в конденсацій-ному режимі, кг/кВт.год	0,318	0,318
на відпуск тепла від турбін, РОУ, ПК, кг/ГДж	39,766	39,766
на відпуск тепла від ВК, кг/ГДж	39,546	39,546
7. Вартість енергоносіїв: газ, у.о./ т у.п.	250	250
мазут, у.о./ т у.п.	270	270
електроенергії, у.о./кВт.год.ч	0,09	0,09
8. Чисельність експлуатаційного персоналу	284	239
9. Середня зарплата, у.о./люд. Рік	7000	7000
10. Частка загальностанційних та інш. витрат, %	30,00%	40,00%
11. Капіталовкладення в джерела енергопостачання, млн.у.о. будівлі та споруди	716,7 244,8 471,9	555,6 196,4 359,2
12. Норма амортизаційних відрахувань, %: будівлі та споруди	5 15	5 15
13. Річний виробіток електроенергії, млн.кВтгод/рік на тепловому споживанні	4500,00 3764,36	3000,00 2810,00
у конденсаційному режимі	735,64	190,00
14. Витрати електроенергії на власні потреби, млн.кВтгод/рік	194,00	157,66
15. Річний виробіток електроенергії, млн.кВтгод/рік	4306,00	2842,34
16. Замикаючий відпуск електроенергії, млн.кВт.год/рік	0,00	1463,67

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 1.3

17. Річна витрата умовного палива, тис. т у.п./рік	1903,33	1583,93
на виробіток електроенергії на тепловому споживанні	570,66	425,98
на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі	234,07	60,46
на відпуск тепла від водонагрівальних котлів	912,32	681,08
на відпуск тепла від турбін РОУ та ПК	186,28	416,41
Загальні витрати палива:	1903,33	1583,94
У тому числі: мазут	186,28	416,41
газ	1717,05	1167,53
18. Річні експлуатаційні витрати, млн.у.о.рік:		
вартість палива	479,558	403,435
амортизаційні відрахування	83,0250	63,7000
зарплата експлуат. персоналу	1,9880	1,6730
загальностанційні та ін. витрати	25,5039	26,1492
вартість замикаючого відпуску електроенергії	0,0000	131,7294
Разом	590,0749	626,6866
19. Сумарні приведені витрати	661,7449	672,2466

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6. ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

6.1. Проектна калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ

Таблиця 6.1 Розрахунок собівартості електричної енергії на ТЕС

ВИХІДНІ ДАНІ			
Найменування показника	Од. виміру	Значення	
1. Виробіток електроенергії	млн. кВт.год.	4500,00	
2. Витрата на ВП, усього	-"	194,00	
у.т.ч. на вир-во пари	-"	50,26	
на вир-во ел. ен.	-"	29,25	
на вир-во тепла	-"	82,99	
на інші потреби	-"	31,50	
3. Відпуск електроенергії	-"	4306,00	
4. Відпуск тепла, усього	тис. ГДж	27663,97	
у т.ч. від турбін та РОУ	-"	22953,41	
від водонагрів. котлів	-"	4710,5583	
5. Капіталовкладення	млн. у.од.	526,5	
у т.ч. Будівлі та споруди (базова станція)	-"	187,7	
Обладнання (базова станція)	-"	338,8	
Добудована черга	-"	190,2	
6. Норма амортиз. Відрахувань (базова станція)	%	5	15
Добудована черга	%	3,15	
7. Доля інших витрат	%	30,00	
8. Чисельність персоналу	чел.	284	
9. Фонд зарплати	у.о./чел.	7000	
10. Питома витрата умовн. палива на 1 кВт.год в конд. режимі	кг/кВт.год.	0,318	
Паливо		Енерг. Котли	Водонагр. котли
Витрата	т у.т./рік	1903,33	186,28
Теплотворна здатність палива	кДж/кг(м ³)	34330	37800
Ціна	у.о./т	250	270

Витрати натурального палива, яке спалюється енергетичними котлами:

$$V_{\text{нат}} = 1717,05 \cdot 10^3 \cdot 29309 / 34330 = 1465,92 \text{ млн.т/рік}$$

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вартість палива:

$$250 \cdot 1465,92 \cdot 10^3 = 366479,89 \text{ тис.у.о./рік}$$

Витрати натурального палива, яке спалюється водогрійними котлами:

$$V_{\text{нат}} = 186,28 \cdot 10^3 \cdot 29309 / 37800 = 144,43 \text{ тис.т./рік}$$

$$\text{Вартість палива: } 270 \cdot 144,43 \cdot 10^3 = 38996,1 \text{ тис.у.о./рік}$$

Разом вартість палива: $I_T = 366479,89 + 38996,1 = 405475,99 \text{ тис.у.о./рік}$.

Заробітна плата експлуатаційного персоналу

de Re – чисельність експлуатаційного персоналу ТЕЦ;

Ф – середньорічний фонд заробітної плати однієї людини.

$$I_{\text{зп}} = 284 \cdot 7000 = 1988 \text{ тис.у.о./рік}$$

Загальностанційні та інші витрати, що обчислюють у відсотках від суми витрат на заробітну плату й амортизаційні відрахування:

$$I_{\text{пост}} = 0,318 \cdot (366479,89 + 1988) = 117172,79 \text{ тис.у.о./рік}$$

Загальні експлуатаційні витрати:

$$I_{\Sigma} = 366479,89 + 38996,1 + 1988 + 117172,79 = 524636,78 \text{ тис.у.о./рік}$$

Витрати палива енергетичними котлами при роздільному виробітку електроенергії та тепла:

$$V_{\text{розд}} = 0,318 \cdot 10^3 \cdot 4500 \cdot 10^6 + 39,766 \cdot 10^{-3} \cdot (27663,97 - 4710,5583) \cdot 10^3 =$$

$$= 2343,77 \text{ тис.т.у.т./рік}$$

Економія палива за рахунок комбінованого виробітку електроенергії та тепла:

$$\Delta B_{\text{тф}} = (0,318 - 0,152) \cdot 10^{-3} \cdot 2343,77 \cdot 10^6 = 389,07 \text{ тис.т.у.п./рік}$$

Частина зекономленого палива складає:

$$\Delta b = \Delta B_{\text{тф}} / V_{\text{розд}} = 389,07 / 2343,77 = 0,166$$

Витрати палива (без урахування електроенергії на власні потреби), які відносяться на виробіток:

а) електроенергії: $V'_w = 0,318 \cdot 10^{-3} \cdot 4306 \cdot 10^6 (1 - 0,166) = 1132 \text{ тис.т.у.т./рік}$

б) тепла: $V'_q = 39,842 \cdot (27663,97 - 4710,5583) \cdot 10^{-3} \cdot (1 - 0,166) = 771,33 \text{ тис.т.у.т./рік}$

Всього (перевірка) 1903,33 тис.т.у.т./год.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ док.ум.	Підпис	Дата		

Розподіл електроенергії на власні потреби між електроенергією та теплом:
на відпуск електроенергії відносяться:

$$W_{\text{ВП}}^{\text{W}} = (50,26 + 29,25) \cdot 1132 / 1903,33 + 31,5 = 78,79 \text{ млн.кВт}\cdot\text{г/рік},$$

на відпуск тепла:

$$W_{\text{ВП}}^{\text{q}} = (50,26 + 29,25) \cdot 771,33 / 1903,33 + 82,99 = 115,21 \text{ млн.кВт}\cdot\text{г/рік},$$

де $W_{\text{ВП}}^{\text{к.ц.}}$, $W_{\text{ВП}}^{\text{т.ц.}}$, $W_{\text{ВП}}^{\text{т.ф.}}$, $W_{\text{ВП}}^{\text{пр}}$ – витрати електроенергії на власні потреби відповідно котельного цеху, машиного залу та електроцеху, теплофікаційної установки та інших споживачів.

Питомі витрати палива на відпуск електроенергії складають:

$$b_{\text{в}}^{\text{відп}} = 1132 \cdot 10^6 / (4500 - 78,79) \cdot 10^6 = 0,256 \text{ кг/(кВт}\cdot\text{год)};$$

Витрати умовного палива, які відносяться на відпуск тепла з розрахунком власних потреб, складають:

$$B_{\text{q}} = B'_{\text{q}} + b_{\text{в}}^{\text{відп}} \cdot W_{\text{ВП}}^{\text{q}} \cdot 10^{-3} = 771,33 + 0,256 \cdot 115,21 = 800,83 \text{ тис.т.у.т./рік}.$$

Витрати умовного палива, які відносяться на відпуск електроенергії:

$$B_{\text{w}} = B'_{\text{w}} - b_{\text{в}}^{\text{відп}} \cdot W_{\text{ВП}}^{\text{q}} \cdot 10^{-3} = 1132 - 0,256 \cdot 115,21 = 1102,5 \text{ тис.т.у.т./рік}$$

Всього(перевірка) 1903,33 тис.т.у.т./рік

Питомі витрати палива на відпуск електроенергії (для перевірки обчислень):

$$B_{\text{в}}^{\text{отп}} = 1102,5 \cdot 10^6 / (4500 - 194) \cdot 10^6 = 0,256 \text{ кг/(кВт}\cdot\text{год)}.$$

Річні витрати на експлуатацію ТЕЦ з початку розподіляються між трьома фазами виробництва та загальностанційними витратами у відношенні, яке вказано в процентах в таблиці 6.2, потім витрати I фази розподілюються пропорційно витратам палива на електроенергію та тепло, витрати II фази цілком відносяться до електроенергії, III фази – на тепло, а загальностанційні витрати – пропорційно сумі витрат трьох фаз, які вже розподілені між електроенергією та теплом. Ці розрахунки зручно вести в таблиці 6.3.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ док.ум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.2 Проектна калькуляція собівартості енергії на ТЕЦ

Найменування	Елементи витрат, тис. у.од.				Разом	Розподіл на:	
	Паливо	Зарплата	Аморт. відрахування	Інші витрати		Електроенергію	Тепло
1. Виробництво пари	366479,89	695,80	37 361	-	404 536,94	234 327,19	170 209,75
2. Виробництво електронергії	-	695,80	37 361	-	38 057,05	38 057,05	-
3. Виробництво тепла	38 996,1	99,40	4 151	-	43 246,75	-	43 246,75
Разом	405 475,99	1 491,00	78 874	-	485 840,74	272 384,24	213 456,50
4. Загальностанційні витрати	-	497,00	4 151	25 504	30 152,2	16 904,66	13 247,49
Усього	405 475,99	1 988,0	83 025	25 504	515 992,9	289 288,90	226 703,99
Розподіл на: а) електроенергію							
	212 283	403,041	21 641,4	-	234 327		
2. Виробництво електронергії	-	695,80	37 361,25	-	38 057		
Разом	212 283	1 098,841	59 002,68	-	272 384		
3. Загальностанційні витрати	-	366,280	3 105,404	13 433	16 905		
Усього	212 283	1 465,121	62 108,08	13 433	289 288,90		
б) тепло							
1. Виробництво пари	154 197	292,759	15 720	-	170 210		
3. Виробництво тепла	38 996	99,400	4 151,250	-	43 247		
Разом	193 193	392,159	19 871,07	-	213 456		
4. Загальностанційні витрати	-	130,720	1 045,846	12 071	13 247		
Усього	193 193	522,879	20 917	12 071	226 704		
Собівартість а) електроенергії							
в 0,01 у.о./кВт.год.	4,930	0,034	1,442	0,312	6,718		
структура у %%	73,38	0,506	21,469	4,643	100,00		
б) тепла							
в у.о./ГДж	6,984	0,019	0,756	0,436	8,195		
структура у %%	85,2	0,2	9,2	5,3	100,0		

НТУУ КП ДП 10.7.090521.014 ТЕЦ

Арк.

6.2 Розрахунок грошових потоків інвестиційних капіталовкладень

Проект розширення станції передбачає будівництво блока з турбіною Т-250/300-240 та 1 водонагрівального котла КВГМ-180. Терміни будівництва станції з даними блоками наведені нижче:

Тривалість проектування та будівництва:

- основний період – 10 міс. ;

Доля засвоєних капіталовкладень, від вартості першого блоку:

- основний період – 100 %.

Капіталовкладення :

блока загалом – $K = 180,5 + 9,7 = 190,2$ млн.у.о.

Початок будівництва 3-го блока - 2017. Рік введення в роботу 3-го блоку – 2017. Прогнозовані ціни на паливо та електричну та теплову енергію в 2018 році складають:

- природний газ – 250 у.о./т у.п.;
- мазут – 270 у.о./т у.п.;
- електроенергія – 0,09 у.о./(кВт·год.);
- тепло – 15 у.о./ГДж.

Річні показники роботи збудованої станції (по блокам) наведені в таблиці 6.3, розрахунок річних витрат, амортизаційних відрахувань та доходів від реалізованої продукції наведені в таблиці 6.4.

Таблиця 6.3. Річні показники по 3-му енергоблоку

Параметр	Розмірність	Блок 3 Т250-300/240, 1000 т/год, 1·КВГМ-180
Капіталовкладення:		
- будівлі та споруди	млн. у.о	57,1
- обладнання	млн. у.о	133,1
- загалом	млн. у.о	190,2
Амортизація	млн.у.о./рік	$0,0315 \cdot 190,2 = 5,991$
Відпуск від блока:		
- електроенергії	млн.кВт·год.	$4306,00/3 = 1435,33$

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 6.3

- тепла турбіною	тис.ГДж	$22953,41/3 = 7651,14$
- тепла водонагрівальними котлами	тис.ГДж	$4710,56 \cdot 1/6 = 785,09$
Доходи	млн.у.о./рік	$0,88 \cdot 1435,33 \cdot 0,09 + 0,89 \cdot (7651,14 + 785,09) \cdot 15 \cdot 10^{-3} = 226,3$
Витрати палива		
Енергетичним котлом,	тис у.п./ рік	$1717,05/3 = 572,35$
Водонагрівальними котлами	тис у.п./ рік	$62,09 \cdot 1/6 = 31,05$
Витрати		
- на паливо	млн.у.о./рік	$(250 \cdot 572,35 + 270 \cdot 31,05) \cdot 10^{-3} = 151,471$
- на заробітну плату,	млн.у.о./рік	$1,988/3 = 0,663$
- інші	млн.у.о./рік	$25,504/3 = 8,501$
- загалом	млн.у.о./рік	160,635

Таблиця 6.4 Розрахунок річних витрат, амортизаційних відрахувань та доходів від реалізації продукції

Найменування	Номери блоків	Разом за рік
	3	
Термін пуску, місяців	43	
Кількість місяців роботи у 1-му році	5	
2-му році	12	
Річні витрати у 1-му році	$2/12 \cdot 160,635 = 26,77$	26,77
2-му році	160,635	160,635
Амортизаційні відрахування за повний рік роботи	5,9913	5,991
у 1-му році	$2/12 \cdot 5,991 = 0,999$	0,999
у 2-му році	5,9913	5,991
Доходи у 1-му році	$2/12 \cdot 226,3 = 37,72$	37,72
2-му році	226,3	226,3

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА. ТЕЦ-6

На ТЕЦ встановлені 2 турбіни Т-250/300-240 ПО "Турбомоторозавод" з генераторами ТВВ-320-2ЕУЗ; енергетичні котли Пп-1000-255 МН (модель ТГМП-344А) ПО "Червоний котельщик".

2.1. Вибір основного встаткування ТЭЦ

2.1.1. Турбоагрегат Т-250/300-240

Парова турбіна УТМЗ типу Т-250/300-240-2 із двома теплофікаційними відборами й одним проміжним перегрівом пари призначена для комбінованого виробітку електричної й теплової енергії й служить приводом генератора типу ТВВ-320 заводу "Электросила".

Основні технічні характеристики турбоустановки при номінальному режимі наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. - Основні технічні характеристики турбоустановки, [17]

№	Параметр	Розмірність	Величина
1	потужність	МВт	250
2	частота обертання ротора	1/хв.	3000
3	температура свіжої пари	С	540
4	тиск свіжої пари перед стопорним клапаном	МПа	24
5	тиск пари на вихлопі ЦВТ	МПа	4.15
6	температура пари на вихлопі ЦВТ	С	300
7	тиск пари перед клапанами ЦСТ	МПа	3.75
8	температура пари перед стопорними клапанами ЦСТ-1	С	540
9	витрата пари на турбіну	кг/с	265
10	витрата пари максимальна	кг/с	272
11	температура підігріву живильної води	С	260
12	розрахунковий тиск у конденсаторі турбіни (конд. режим)	кПа	5.5
13	теплове навантаження	МВт	384

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ротор ЦВТ - дисковий цілюкований. У дисках ротора виконані розвантажувальні отвори для зменшення осьових парових зусиль, що діють на диски. Ротор має власну ліву опору; правим кінцем він приєднується твердою муфтою до ротора середнього тиску.

2.1.2. Котел ТГМП-344А

Однокорпусной прямооточный котел ТГМП-344-А предназначен для получения пара сверхкритического давления при сжигании природного газа и мазута. Котел выполнен в газоплотном исполнении, что допускает его работу как под давлением, так и под разрежением.

Котел имеет П-образную компоновку и состоит из топочной камеры и конвективной шахты, соединенных в верхней части горизонтальным газоходом, и, вынесенных за пределы здания, 2-х регенеративных вращающихся воздухоподогревателей.

Всі стіни камери згорання, горизонтального газоходу і конвективної шахти екрановані панелями, виконаними з зварених між собою плавникових труб діаметром 32х6мм сталь 12Х1МФ з кроком 46мм.

Котел має П-подібну компоновку й складається з топкової камери й конвективної шахти, з'єднаної у верхній частині горизонтальним газоходом. Стіни топкової камери, стеля, горизонтальний і опускний газоходи екрановані суцільнозварними панелями, виконані зі зварених між собою плавникових труб діаметром 32мм, товщиною 6мм і кроком 46мм (сталь НСМ-2).

Топкова камера обладнана 16-ю газомазутними пальниками вихрового типу, установленими зустрічно у два яруси на фронтівій і задній стінці топки. Пальники укомплектовані паромеханічними форсунками "Титан-М" продуктивністю 4.4т/год при тиску 35кгс/см² (3,5 МПа) номінальна продуктивність пальника по газу становить 4640м³/ч при тиску 0.4 кгс/см² (0,04 МПа).

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

НТУУ КШ ДП 10.7.090521.014 ТЕД

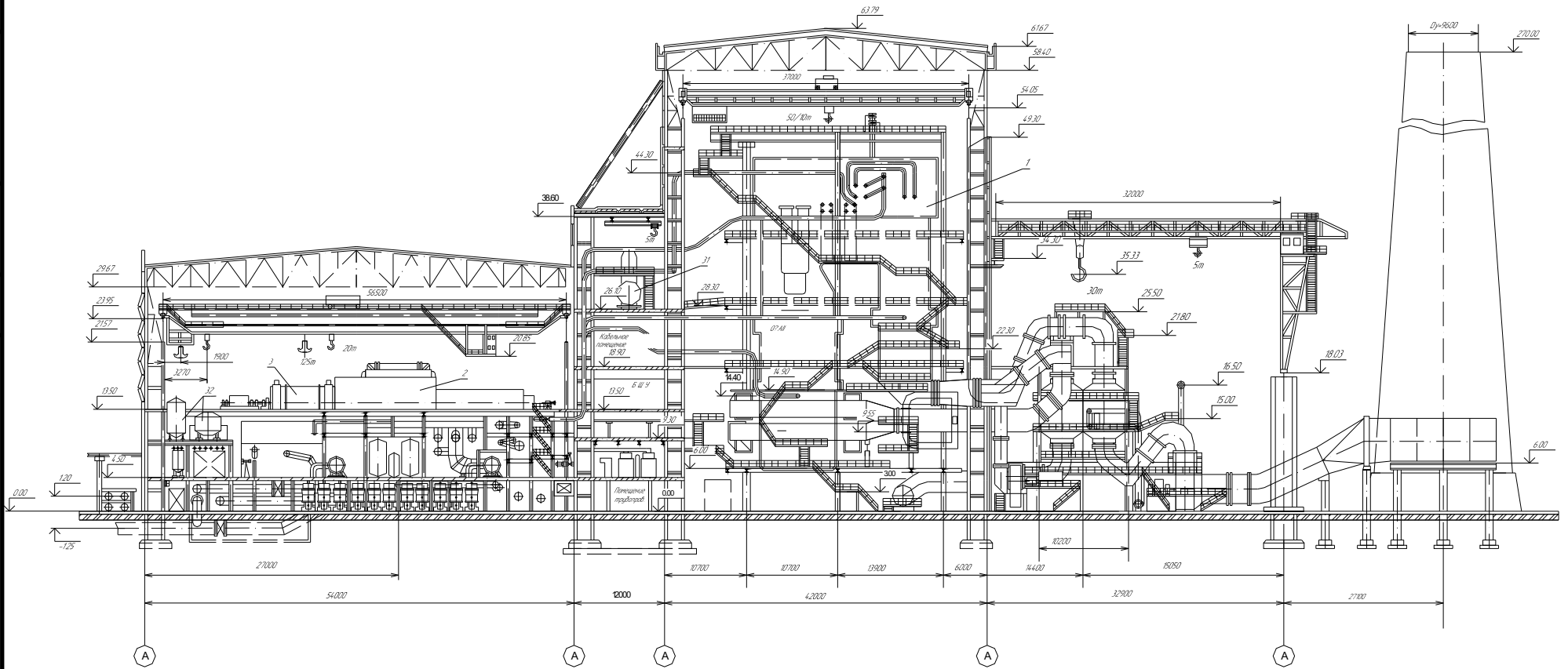


Рисунок 2.2. - Поперечний розріз головного корпусу

Таблиця 2.3. - Характеристики котла [8]

№	Параметр	Розмірність	Величина
1	номінальна продуктивність по первинній парі	кг/с	278
2	тиск пари	МПа	25.5
3	температура пари	°С	545
4	витрата пари промперегріву	кг/с	222
5	тиск пари промперегріву за котлом	МПа	3.85
6	температура пари промперегріву на вході в котел	°С	300
7	температура пари промперегріву на виході з котла	°С	545
8	витрата мазуту	кг/с	19.4
9	витрата природного газу	нм ³ /с	20.3
10	температура живильної води	°С	270

На котлі встановлені:

- два дуттьових вентилятори відцентрового типу ВДН-25х2 продуктивністю 500тис. м³/год і напором 825 кгс/м²;
- два осьових димососи ДОД-31.5 ФГМ продуктивністю 970тис. м³/год і напором 479кгс/м²;
- два димососи рециркуляції газів типу ГД-31 продуктивністю 345тис. м³/год, з напором 410кгс/м²;
- два регенеративних обертові підігрівники РОП-98М;
- парові калорифери типу СО-110.

Котел складається з наступних частин, що працюють під тиском: подового екрана, нижніх, середніх і верхньої радіаційних частин, потолкового пароперегрівника, конвективних пароперегрівників високого й низького тиску, економайзера впрскуючих пароохолоджувачів, системи рециркуляції димових газів у нижню частину топки, трубопроводів і елементів котельного допоміжного устаткування.

Котел розрахований для роботи під наддуванням і має газощільні топкові екрани.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Регулювання температури гострої пари виконується вприском живильної води, а регулювання температури пари проміжного перегріву виконується рециркуляцією димових газів з опускного газоходу в нижню частину топки. Передбачена також схема пускового і аварійного регулювання температури пари промперегріву вприскуванням.

Система підігріву повітря включає регенеративні повітропідігрівники РВП-98 і парові калорифери (для роботи в холодну пору року). Застосування регенеративних повітропідігрівників обумовлено їхньою довговічністю, порівняно простим обслуговуванням і ремонтом.

2.2. Вибір допоміжного устаткування ТЕЦ

2.2.1. Бустерний насос типу ЦД-650-160

Бустерні насоси Сумського заводу типу ЦД-650-160 призначені для подачі живильної води з деаератора 7ата до живильних насосів з тиском, що забезпечує надійну безкавітаційну роботу живильних насосів, [16].

Основні технологічні дані предввімкненого бустерного насоса ЦД-650-160 наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4. Технологічні дані бустерного насоса

№	Параметр	Розмірність	Величина
1	продуктивність,	м ³ /год	650
2	напір	м. вод. ст.	158
3	тиск у вхідному патрубку.	кгс/см ² (МПа)	7.8 (0,78)
4	підпір у вхідному патрубку понад пружність пари води,	м. вод. ст.	18

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5	швидкість обертання валу	об/хв	2975
6	коефіцієнт корисної дії,	%	76
7	потужність насоса,	кВт	330
8	номінальний струм електродвигуна.	кА	54.8

2.2.2. Живильний електронасос ПЭ-600-300-2.

Насосний агрегат ПЭ-600-300-2 призначений для роботи в якості пускорезервного насоса при живленні водою парового котла ТГМП-344"А". Живильна вода до насоса подається з напірного колектора бустерних насосів.

Основні технічні дані живильного електронасоса ПЭ-600-300-2 наведені в таблиці 2.5.

Наявність гідромуфти в складі насосного агрегату дозволяє плавно в широких межах регулювати напір, що розвивається насосом.

Гідромуфта дозволяє плавно міняти швидкість обертання валу насоса, що забезпечує:

- збільшення терміну служби проточної частини насоса із клапаном регулювання живлення котла;
- можливість плавного переходу живлення котла з електроживильного насоса на турбоживильний насос і назад;
- підвищення економічності при роботі на часткових навантаженнях.

Таблиця 2.5. - Технічні характеристики живильного електронасоса

№	Параметр	Розмірність	Величина
1	продуктивність	м ³ /год	600
2	напір, при номінальній подачі й швидкості обертання	м. вод. ст	3290
3	тиск у напірному патрубку при номінальній	кг/см ² (МПа)	320 (32)

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4	температура живильної води	°С	165
5	швидкість обертання вала насоса	об/хв	6300
6	інтервал продуктивності насоса	м ³ /год	200-600
7	коефіцієнт корисної дії	%	77
8	параметри відбору першого ст.:		
9	витрата	м ³ /год	88
10	тиск	кгс/см ² (МПа)	60 (6)

1.2.3. Живильний турбонасос ЖТН-1100-350-24

Турбонасос призначений для роботи в якості основного живильного насоса блоку з турбіною Т-250/300-240-2 і котла ТГМП-344А. Основні технічні дані турбоживильного насоса наведені в таблиці 2.6.

Основними елементами турбонасоса є: живильний насос, парова турбіна, зворотний клапан, лінія рециркуляції зі швидкодіючим клапаном ПВ-215 і дросельним пристроєм, система підведення води до ущільнень насоса, пристрій автоматичного керування, регулювання, захистів і контрольно-вимірювальних приладів.

Живильний насос відцентровий, горизонтальний, шестиступеневий, двостороннього виконання із внутрішнім корпусом, секційного типу з однобічним розташуванням робочих коліс.

Таблиця 2.6. - Технічні характеристики турбоживильного насоса

№	Параметр	Розмірність	Величина
1	продуктивність	м ³ /год	1100
2	тиск нагнітання	кгс/см ²	350
3	частота обертання ротора	об/хв	5400

						НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Продовження таблиці 2.6

4	тиск у прийомному патрубку насоса	кгс/см ²	18-24
5	температура перекачувальної води	°С	165
6	тиск пари перед стопорним клапаном приводної турбіни	кгс/см ²	24
7	температура пари перед стопорним клапаном приводної турбіни	°С	480
8	тиск відпрацьованої пари	кгс/см ²	6.53
9	витрата пари на привідну турбіну	т/год	165

2.2.4. Приводна турбіна

Парова турбіна Р-12-24-6 призначена для привода живильного насоса ЖТН-1100-350-24. Турбіна розрахована на роботу при змінних початкових і кінцевих параметрах пари і змінному числі обертів.

Пара до регульовального клапана приводної турбіни надходить із камери третього відбору турбіни, відвід відпрацьованої пари здійснюється в VI відбір.

Приводна турбіна шестиступенева, осьова, однокорпусна із дросельним паророзподілом активного типу, із протитиском.

2.2.5. Деаераційна установка блоку

Деаераційна установка призначена для:

- видалення з живильної води коррозійноактивних газів: кисню, вільного двоокису вуглецю, а також зв'язаного двоокису вуглецю шляхом термічного розкладання бікарбонатів, розчинених у живильній воді.
- підігріву живильної води в регенеративній схемі турбоустановки.
- створення робочого резерву живильної води в баці-акумуляторі для компенсації небалансу між витратою живильної води в казан і основний конденсат турбіни з урахуванням додаткової води.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ

Основні технічні дані наведені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7. - Деаераційна установка блоку

№	Параметр	Розмірність	Величина
1	тип деаераційної колонки		ДСП-1000
2	продуктивність	т/год	1000
3	тиск	кгс/см ²	6
4	температура	°С	164
5	обсяг бака	м ³	100
6	обсяг деаераційної колонки	м ³	17
7	діаметр бака акумулятора,	мм	3457
8	діаметр деаераційної колонки	мм	2432

Схема деаераційної установки складається з наступних елементів:

- деаераційної колонки типу ДП-1000, [3];
- бака акумулятора;
- регулятора тиску пари, що гріє;
- регулятора рівня води в баці;
- регулятора переливу;
- арматур і трубопроводів;
- контрольно-вимірювальних приладів;
- пробовідбірних крапок для відбору проб для хімічного аналізу.

У колонку деаератора надходять наступні потоки:

- основний конденсат турбіни після ПНТ-5;
- пара, що гріє, від збірного колектора власних потреб 13ата або четвертого або п'ятого відборів турбіни;
- пара від штоків стопорних і регулювальних клапанів турбіни;
- рециркуляція бустерних насосів;
- скидання дренажу із РС-20.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У бак акумулятор підводять наступні потоки:

- живильна вода з деаераційної установки;
- рециркуляція живильних насосів;
- дренажі пари, що гріє, ПВТ;
- живильна вода з вузла вприсків котла;

З бака акумулятора надходять наступні потоки:

- живильна вода на всас бустерних насосів;
- пара на ущільнення ежектора турбіни;
- аварійний перелив і спорожнювання;
- пара аварійного скидання в атмосферу.

2.2.6. Конденсаційна установка

До складу конденсаційної установки турбіни Т-250/300-240 УТМЗ входять:

- один поверхневий конденсатор типу ДО2-14000-1.
- три конденсатних насоси I ст. КСВ-500-85.
- три конденсатних насоси II ст. КСВ-500-150.
- два пускових ежектори типу ЕП-1-1100-1.
- два основних пароструйних ежектори типу ЕПО-3-135-1.
- один ежектор ущільнень типу ЕУ-120.
- два сальникових підігрівники типу ПС-250-8-0.5 і ПС-250-30-0.5
- один пароструйний ежектор типу ЕПО-3-200.

Конденсатор ДО2-14000-1.

Конденсатор типу ДО2-14000-1, [2] з убудованим пучком призначений для конденсації пари, що відробилося в турбіні, створення необхідного вакууму й одержання чистого конденсату.

Основні технічні дані конденсатора наведені в таблиці 2.8.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.8. - Технічні дані конденсатора

№	Параметр, розмірність	Розмірність	Величина
1	тип конденсатора		ДО2-14000-1
2	поверхня охолодження,	м ²	13800
3	число ходів		2
4	тиск циркуляційної води,	кгс/см ²	2,5
5	температура циркуляційної води на вході,	°С	20
6	максимальна температура циркуляційної води на вході,	°С	33
7	гідравлічний опір,	м. вод. ст.	4,3
8	витрата пари (конденсаційний режим),	т/ч	600
9	температура насичення,	°С	36.8

Конденсатор являє собою горизонтальний теплообмінник з поверхнею охолодження 14000м², що по водяній і паровій стороні розділений на три відособлених трубних пучки – два основних і один вбудований, складовий 20% від загальної поверхні.

Ежектори турбоустановки.

Ежектор пусковий типу ЭП-1-1100-1 призначений для швидкого набору вакууму при пуску турбоустановки, [17].

Ежектор являє собою пароструминний компресор одноступінчастого стиску й розрахований на роботу з температурою пари 250÷300°С і тиском 4÷5кгс/см². Витрата пари на ежектор становить 1100кг/год. Кількість повітря, що відсмоктується, - 140кг/год.

Ежектор основний типу ЭПО-3-135-П призначений для підтримки необхідного вакууму в конденсаторі й інших теплообмінних апаратах турбоустановки, що працюють під розрядженням.

Технічні дані основного ежектора:

- тип ежектора ЭПО-3-135-П
- робоча пара:

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- витрата, кгс/год - 850
- тиск на вході, кгс/см² – 4
- температура, °С - 155
- тиск (робоче максимальне), кгс/см - 30
- температура на вході номінальна, °С - 26
- гідравлічний опір, м.вод.ст. :
- при максимальній витраті - 4.8
- при мінімальній витраті - 0.7
- продуктивність (по сухому повітрю), кг/год:
- номінальна - 85
- максимальна - 135

2.2.7. Регенеративна установка

Регенеративна установка призначена для підігріву конденсату й живильної води, що надходить у котел, паром із проміжних нерегульованих відборів турбіни, що істотно підвищує економічність циклу. Виконано регенеративну установку в частині низького й високого тиску одноступеневий. Розрахункова кінцева температура живильної води при номінальній потужності турбогенератора – 260°С .

Основними елементами регенеративної установки низького тиску які знаходяться під тиском конденсатних насосів 1 й 2 ст, є охолоджувачі основних ежекторів і ежектора ущільнень, підігрівник сальниковий, п'ять підігрівників низького тиску (ПНТ), а також, що змішувальний підігрівник, - деаератор 7ата.

До схеми регенерації низького тиску відносяться насос (зливальний) ПНТ-2, [8] типа КС-50-55 продуктивністю 50м³/год, напором 55м. вод. ст., зливальний насос ПНТ-3 типа КС-80-155 продуктивністю 80м³/год і напором 155м. вод. ст. і два зливальних насоси ПНТ-4 А,Б типа 880-155.

Конденсат пари, що гріє, ПНТ-1 через гідрозатвор 14 м самопливом приділяється в конденсатор. Конденсат пари, що гріє, ПНТ-2 за допомогою зливального насоса направляється в ПНТ-3. Конденсат пари, що гріє, ПНТ-3 за

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

допомогою зливального насоса направляється в лінію основного конденсату після ПНТ-3. Конденсат пари, що гріє, ПНТ-4 за допомогою зливальних насосів направляється в лінію основного конденсату після ПНТ-4.

Таблиця 2.9. - Підігрівники низького тиску

	ПНТ-1	ПНТ-2	ПНТ-3	ПНТ-4	ПНТ-5
Тип підігрівника	ПН-400-26-2-Ш-МНЖ	ПН-400-26-7-П-МНЖ	ПН-400-26-7-П-МНЖ	ПН-400-26-7-П-МНЖ	ПН-400-26-7-1-МНЖ
Поверхня нагрівання	400	400	400	400	400
Тиск в трубній системі, ата	26	26	26	26	26
Тиск у корпусі підігрівника, кгс/см ²	1.0	7	7	7	7
Максимальна температура °С пари/води	250/114	400/159	400/159	400/159	400/159
Обсяг трубної системи, л	3415	3463	3463	3463	3120/1073
Обсяг корпусу, л	6840	5894	5895	5894	6425
Поверхня теплообміну пароохолоджувача	-	-	-	-	65
Число трубок, у тому числі пароохолоджувача, шт	1444	1444	1444	1444	1583/207
Вага підігрівника заповненого водою, кг	21296	20857	20857	20857	22372
Номінальна витрата води через підігрівник, т/година	750	750	750	750	750

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.10. - Технічна характеристика регенеративної установки високого тиску

	ПВТ-6	ПВТ -7	ПВТ-8
Тип підігрівника	ПВ-900-380-18	ПВ-1200-380-42-1	ПВ-900-380-66
Поверхня нагрівання, м ²	992	1203	904.5
Максимальний тиск пари в корпусі, ата	18	43	66
Максимальна температура пари на вході, °С	475	335	390
Тиск середовища в трубній системі, ата	380	380	380
Температура води в трубній системі, °С	197	242	260
Тиск гідровипробування парового простору, ата	25	62	102
Тиск гідровипробування водного простору, ата	570	570	570
Гідравлічне опір підігрівника, м. вод. ст.	14	18	14
Число ходів води, шт	2	2	2
Обсяг парового простору м ³	25.5	29.0	25.5
Обсяг водяного простору м ³	4.7	6.0	4.7
Вага підігрівника без води, т	71.5	92.1	91.4
Вага підігрівника з водою, т	106.5	127.1	121.4

Захисний пристрій ПВТ призначений для захисту турбіни від попадання в неї води у випадку розриву труб або появи свищів у місцях приварки елементів трубної системи. Досягається це шляхом відключення підігрівників по воді і байпасуванням води крім ПВТ. Підвищення нормального рівня конденсату в одному з підігрівників веде до відключення всіх ПВТ.

Автоматичний захисний пристрій підігрівника складається з наступних основних частин:

- впускного клапана;
- зворотного клапана;
- двох байпасних труб;
- двох імпульсних вентилів з електроприводами;

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- сервомотора;
- трубопроводів з арматурами.

Сальниковий підігрівник.

Сальниковий підігрівник по основному конденсаті призначений для використання тепла і конденсації пари поступаючої з кінцевих лабіринтових ущільнень.

На турбіні встановлений сальниковий підігрівник типу ПС-250-3000.5, що використовує тепло для підігріву конденсату.

2.2.8. Теплофікаційна установка

До складу теплофікаційної установки входять:

- вакуумний деаератор підживлення тепломережі типу ДСВ-400, [2, 8] на першій черзі та ДСВ-800 на другій черзі;
- баки живильної води ємкістю по 40м³ на першій і на другій черзі;
- чотири насоси підживлення тепломережі на першій черзі: два типу Д-320-50, два типу 200Д-90Б и три насоси підживлення тепломережі типу Д-320-50 на другій черзі;
- два насоси аварійного підживлення тепломережі типу 1Д1250-63-УХЛ;
- два ежектори вакуумних деаераторів П-3-25/75 на першій і на другій черзі;
- сім мережних насосів типу СЭ-5000-70 і два насоси типу СЭ-2500-70 першого підйому;
- шість мережних насосів другого підйому типу СЭ-5000-160;
- шість літніх мережних насосів: чотири насоси типу КРНА-400/700/64 і два - типи СЭ-1250-140;
- два підігрівники мережної води № 1 типу ПСГ-5000-2.5-8-1, [3];
- два підігрівники мережної води № 2 типу ПСГ-5000-3.5-8-Г;
- три конденсатних насоси типу КСВ-320-160 бойлера № 1;
- два конденсатних насоси типу КСВ-320-160 бойлера № 2;
- один охолоджувач пари типу СВГ-200-2.5-8-П;

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- два сітчастих фільтри мережної води типу ФС-80-1;
- трубопроводи й арматури;
- контрольно-вимірювальні прилади;
- захисту, блокування й сигналізації.

Теплофікаційна установка служить для підігріву мережної води паром від VIII і IX відборів турбіни і подачі її до споживачів.

При зниженому навантаженні турбіни або великому тепловому навантаженню тепломережі, підігрів води додатково виробляється в пікових водогрійних котлах КВГМ-180.

Вакуумний деаератор підживлення тепломережі типу ДСВ-400.

Вакуумний деаератор призначений для видалення з хімічещеної води, що надходить на підживлення тепломережі, корозійних газів (кисню й вуглекислого газу).

Вакуумний деаератор горизонтального типу, продуктивністю 400т/год зі струйно-барботажною дегазацією.

Ежектор ЭП-3-25/75 вакуумного деаератора.

Ежектор ЭП-3-25/75 вакуумного деаератора призначений для відкачки газів, що не конденсуються, з живильної води вакуумного деаератора. Ежектор має три ступені стиску і складається з наступних основних елементів: сталевого звареного корпусу, трубної системи, верхньої кришки, водяної камери, трьох сопел з дифузорами.

Основні технічні дані ежектора:

- кількість пароповітряної суміші, що відсмоктує, кгс/год - 76
- витрата пари на ежектор, кг/год - 1000
- тиск пари, кгс/см² – 5
- температура пари, °С - 158

Мережні насосні агрегати.

У схемі теплофікаційної установки передбачено: дев'ять мережних насоса першого підйому (з них два літніх) і вісім насосів другого підйому. Ці насоси призначені для живлення водою теплових мереж по замкнутому

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

контурі.

Таблиця 2.11. - Мережний насос першого підйому СЭ-5000-70-6

№	Параметр	Розмірність	Величина
1	продуктивність	м ³ /год	5000
2	напір	м. вод. ст	70
3	кавітаційний запас на вході не менш	м. вод. ст.	15
4	температура перекачуваної води, що, не більше	°С	120
5	коефіцієнт корисної дії не менш	%	87
6	потужність споживана насосом	кВт	1035
7	частота обертання	об/хв	1500
8	максимальний тиск у вхідному патрубку	кгс/см ²	6
9	номінальний струм двигуна	А	148.5

Приводом насоса є електродвигун типу ДДП 116/49-4

Таблиця 2.12. - Мережний насос другого підйому СЭ-5000-160-6

№	Параметр	Розмірність	Величина
1	продуктивність	м ³ /год	5000
2	напір	м. вод. ст	160
3	кавітаційний запас на вході не менш	м. вод. ст.	40
4	температура перекачувальної води, що, не більше	°С	120
5	коефіцієнт корисної дії не менш	%	87
6	потужність споживана насосом	кВт	2360
7	частота обертання	об/хв	2970
8	максимальний тиск у вхідному патрубку	кгс/см ²	10

Приводом насоса є електродвигун типу 2АЗМ-2500

Підігрівник мережний горизонтальний ПСГ-1.

Підігрівник ПСГ-1 призначений для підігріву мережної води паром з

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

дев'ятого (нижнього) опалювального відбору турбіни й містить у собі:

- підігрівник мережний типу ПСГ-5000-2.5-8-1, [3];
- конденсатозбірник деаераційного типу КД-550-2.5-1;
- охолоджувач випару типу ОВГ-202-2.5-8-п.

Підігрівник мережної води ПСГ-5000-2.5-8-1 являє собою горизонтальний теплообмінник поверхневого типу, поверхня теплообміну 5000 м², робочий тиск пари не більше 1.5 кгс/див².

Підігрівник мережний горизонтальний ПСГ-2.

Підігрівник ПСГ-2 призначений для підігріву мережної води пором з восьмого (верхнього) опалювального відбору турбіни і містить у собі:

- підігрівник мережної води типу ПСГ-5000-3.5-8-1, [3];
- конденсатозбірник деаераційний типу КД-400-3.5-8.

Підігрівник мережної води ПСГ-5000-3.5-8-1 являє собою горизонтальний теплообмінник поверхневого типу, поверхня обміну 5000 м², робочий тиск пари до 2.0 кгс/див².

2.3. Розрахунок режимів роботи ТЕЦ-6

Розрахунок потоків пари й води ТЕЦ виконана на чотири режими роботи:

1. Максимально зимовий ($t_{po}=-21^{\circ}C$).
2. Середній режим холодного місяця ($t_{xm}=-5.9^{\circ}C$).
3. Середньозимній режим ($t_{cp}=-1.1^{\circ}C$).
4. Літній режим (теплове навантаження - тільки ГВС).

2.3.1. Методика розрахунку теплової схеми

Для опалювальних ТЕЦ характерні режими паротурбінних установок визначаються графіками теплових навантажень (які визначають вибір основного й допоміжного устаткування):

1 режим - зимовий з максимальним тепловим навантаженням турбіни й тисками в опалювальних відборах, обумовленими графіком підігріву мережної

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

води при розрахунковій температурі зовнішнього повітря. Цей режим визначає максимальний виробіток пари ТЕЦ і, сумарну потужність установлюваних котлів. Опалювально-вентиляційні навантаження в цьому режимі приймають максимальними, навантаження гарячого водопостачання - середньогодинного за тиждень.

2 режими - розрахунково-контрольний. Цей режим відповідає середньої за найбільш холодний місяць температурі зовнішнього повітря й прораховується за умови аварійній зупинці одного найбільш потужного котла ТЕЦ. При цьому відповідно до норм технологічного проектування електростанцій повинні забезпечуватися:

- максимальна-тривала віддача пари на виробництво,
- середня за найбільш холодний місяць віддача тепла на опалення,
- середньодобова витрата тепла на сантехнічні потреби (для гарячого водопостачання – середня за тиждень).

3 режим - середньо опалювальний. Цей режим розраховується для середньої за опалювальний сезон температури зовнішнього повітря і є основним для вибору потужності турбогенераторів.

4 режим - літній, що характеризує собою роботу ТЕЦ при відсутності опалювальних навантажень. Навантаження по гарячому водопостачанню приймається середня за тиждень.

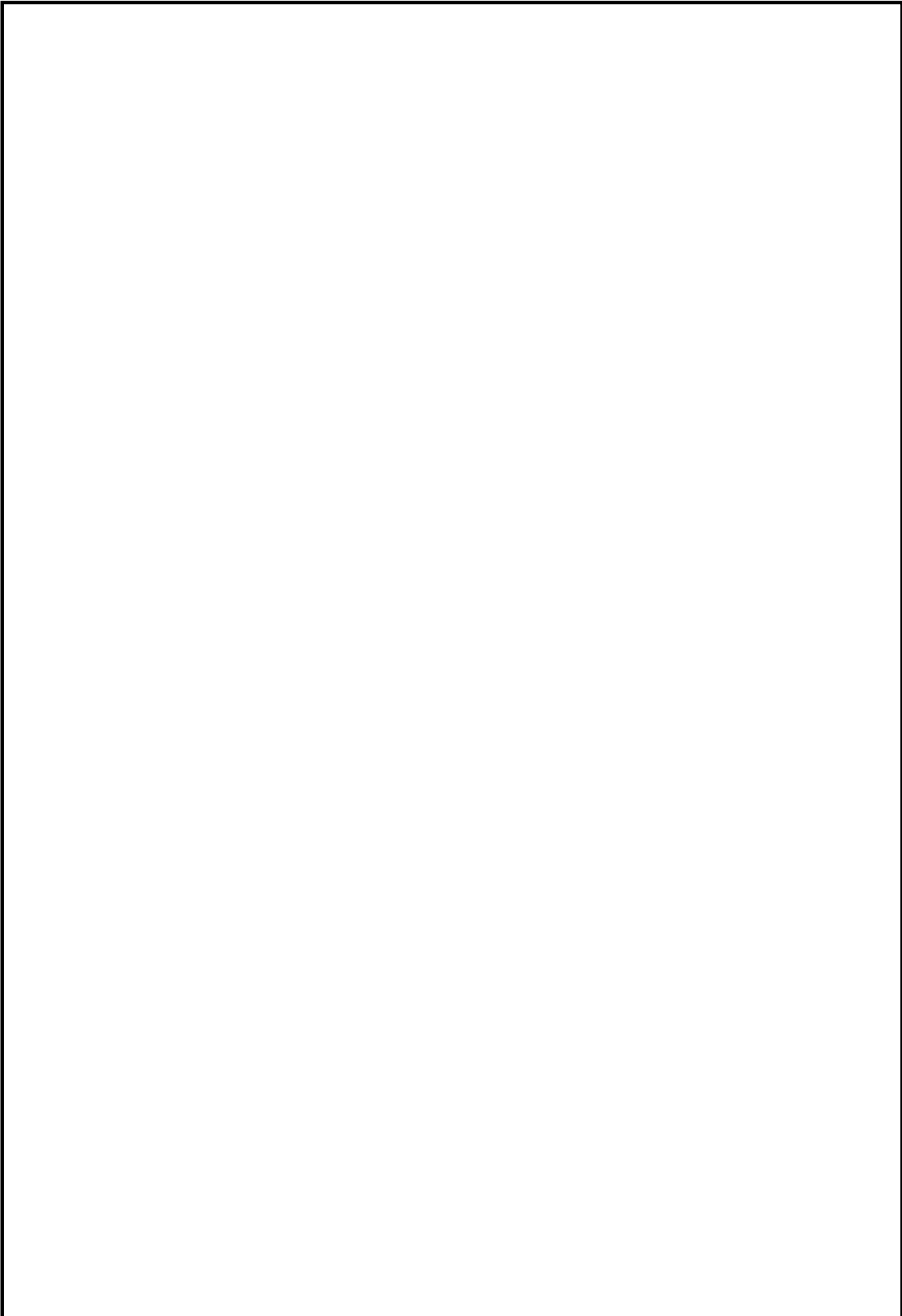
Для закритих систем навантаження по гарячому водопостачанню треба приймати в 1 режимі максимальної, а в 2, 3, 4 - середнім за тиждень.

Розрахунок виконується паралельно для всіх чотирьох режимів із застосуванням табличної форми запису [6].

У даному дипломному проекті виробляється розрахунок для чотирьох режимів, які зведені в таблиці.

Розрахунок наведений у таблиці 2.13.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.4 Охорона навколишнього середовища від впливу виробництва

З димаря ТЕЦ викидаються в атмосферу токсичні речовини, що впливають на весь комплекс живої природи, у тому числі на людину.

Для захисту населення від шкідливих викидів за правилами, що наказуються санітарними нормами, при проектуванні електростанцій передбачається відокремлення їх від житлових районів санітарно-захисними зонами, довжина яких визначається кількістю викидів (оксидів сірки й азоту) і розою вітрів так, щоб концентрація шкідливих речовин в атмосферному повітрі не перевищувала припустимої (ПДК).

Додаткові труднощі в забезпеченні прийнятних концентрацій забруднюючих речовин в атмосферному повітрі виникають при будівництві ТЕЦ у районах з розвитою промисловістю або у великих містах, де фонові концентрації однойменних забруднюючих речовин уже близькі до гранично припустимих значень. У цих випадках сприятливий вплив робить широкий розвиток теплофікації в Україні, завдяки чому замість великої кількості дрібних котельних, які не мають пристроїв для очищення димових газів, що викидаються, споруджують могутні теплоелектроцентралі, що розміщують, при використанні сірчистого і багатозольного палива, на значній відстані від житлових кварталів і промислових підприємств. На цих ТЕЦ встановлюють виготовлене енергетичне обладнання і споруджують високий димар.

Одним із основних засобів зменшення забруднення атмосфери шкідливими домішками, що викидаються через димар ТЕЦ, є поліпшення розсіювання димових газів. Цьому сприяє швидкість газів на виході з устя труби, що перешкоджає відхиленню потоку димових газів вниз. При великій висоті труб димові газы, винесені у високі шари атмосфери, розсіюються в них, внаслідок чого різко знижується концентрація шкідливих домішок у приземному шарі повітря.

Метою даного розрахунку є визначення приземних концентрацій шкідливих речовин у районі побудованої ТЕЦ-6 і визначення висоти димаря.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.4.1 Розрахунок концентрації оксидів сірки

Одним з головних токсичних компонентів, що містяться в органічних паливах і істотно впливають на навколишнє середовище в районі розташування станції є сірка. При спалюванні органічних палив виходить 99 % оксидів сірки у виді SO_2 і близько 1 % у виді - SO_3 . Розрахунок викидів оксидів сірки з котлоагрегатів виробляється в перерахуванні тільки на SO_2 , г/с:

$$M_{SO} = 0,02 \cdot B \cdot S^P \cdot (1-\eta^I_{so}) \cdot (1-\eta^{II}_{so}) \cdot [1-\eta^{II}_{so} \cdot (\tau_{op}/\tau_{ка})]$$

де B - витрата натурального палива, т/рік чи г/с,

$$B = 24734,22 \text{ г/с, (витрата палива на водонагрівальні котли)}$$

$$S^P = 2,15 \% \text{ - для мазуту)}$$

$$B = 24734,22 \text{ г/с,}$$

S^P - вміст сірки в паливі на робочу масу,

$$S^P = 2,15 \% ,$$

η^I_{so} - частка оксидів сірки, що зв'язуються золою в котлоагрегаті,

$$\eta^I_{so} = 0,02,$$

η^{II}_{so} - частка оксидів сірки, що вловлюються мокрим золоуловлювачем,

$$\eta^{II}_{so} = 0 \text{ (відсутні золоуловлювачі),}$$

τ_{op} - час роботи сіркоочистки,

$$\tau_{op} = 0 \text{ (відсутня сіркоочистка),}$$

$\tau_{ка}$ - час роботи котлоагрегату .

$$M_{SO} = 0,02 \cdot 24734,22 \cdot 2,15 \cdot (1-0,02) \cdot (1-0) \cdot (1-0) = 1042,3 \text{ г/с.}$$

Очищення димових газів від SO_2 і SO_3 може здійснюватися різними методами. Найбільш простими у застосовуванні з них є:

- вапняний метод
- сульфитний метод
- двухциклічний лужний метод
- магнезитовий метод
- метод каталітичного окислювання. [5]

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.4.2 Очищення димових газів від оксидів азоту

Оксиди азоту є шкідливою домішкою. Навіть при мінімальних дозах у повітрі оксиди азоту шкідливо впливають на органи дихання, руйнують устаткування і матеріали, сприяють утворенню змогів і погіршенню видимості в містах.

Спалювання органічних палив супроводжується утворенням оксидів азоту: N_2O , NO , N_2O_3 , NO_2 , N_2O_4 , N_2O_5 . Найбільш стійким з них є NO_2 , тому розрахунок викидів оксидів азоту проводиться в перерахунку на NO_2 .

Механізм утворення оксидів азоту залежить від вмісту азоту в паливі та повітрі. У зв'язку з цим оксиди азоту поділяються на паливні та повітряні.

Розрахуємо концентрації оксидів азоту при спалюванні твердого палива.

Сумарна кількість викидів оксидів азоту в т/рік чи г/с визначаємо по рівнянню:

$$M_{NO} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot B \cdot Q_{H^P} \cdot (1 - q_4 / 100) \cdot (1 - \varepsilon_1 r) \cdot (1 - \eta_{NO} \cdot (\tau_{NO} / \tau_{ka})) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2$$

де K - коефіцієнт, що враховує тип котла і його продуктивність,

$$K = (12 \cdot D_{\phi}) / (200 + D_{H})$$

B - витрата натурального палива, т/рік чи г/с,

$$B = 383,769 \text{ т/рік,}$$

$$B = 12102,53 \text{ г/с;}$$

Q_{H^P} - нижча теплота згоряння на робочу масу,

$$Q_{H^P} = 34330 \text{ кДж/кг;}$$

q_4 - втрати тепла з механічним недопалом, $q_4 = 0 \%$;

ε_1 - коефіцієнт, що характеризує ефективність впливу рециркуляції димових газів, $\varepsilon_1 = 0$

r - ступінь рециркуляції димових газів у топку, $r = 0\%$;

η_{NO} - ефективність установки для очищення димових газів від оксидів азоту;

τ_{NO} - час роботи азотоочистки ;

τ_{ka} - час роботи котла;

(в даний час азотоочистка в енергетиці не використовується, тому вираз $\eta_{NO}(\tau_{NO}/\tau_{ka})=0$)

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

β_1 - коефіцієнт, що враховує якість палива,

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot N^r$$

N^r - вміст азоту в паливі на спалювану масу, $N^r = 0,4 \%$,

β_2 -коефіцієнт, що враховує конструкцію пальників, $\beta_2 = 0,85$;

β_3 - коефіцієнт, що враховує вид шлаковидалення, $\beta_3 = 0$,

ε_2 - коефіцієнт, що враховує зниження викидів NO_x при багатосхідчастому спалюванні.

$\varepsilon_2 = 12$ одноступінчатого спалювання.

$$K = 2 (12 \cdot 644,977) / (200 + 1000) = 12,9;$$

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot 0,4 = 0,366;$$

$$M_{NO} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 12102,53 \cdot 34330 \cdot 12,9 \cdot (1-0) \cdot (1-0) \cdot 0,366 = 666,96 \text{ г/с.}$$

2.4.3 Розсіювання в атмосфері викидів з димаря ТЕЦ

Гази, що викидаються від промислових об'єктів повинні бути розсіяні в атмосфері, навіть якщо вони не містять токсичних речовин. Так, наприклад, продукти повного згорання природного газу майже не містять кисню і тому не придатні для дихання. У такий спосіб будь-який інертний газ повинний бути розсіяний у повітрі до такої концентрації, щоб вміст кисню в ньому наближався до звичайної його концентрації в атмосферному повітрі. Положення значно ускладнюється, якщо в газах, що викидаються, містяться токсичні речовини. Використовуючи різні способи очищення палива та димових газів значна кількість шкідливих домішок залишається у викидах.

Великою перевагою теплових електростанцій є можливість ефективної організації відводу потужного, спрямованого вгору, гарячого димового смолоскипа через високі димарі, де димові гази перемішуються з верхніми шарами атмосфери.

Через димову трубу електростанції в атмосферу надходять: з'єднання ванадію, солі натрію, коксит і частки сажі, що видаляються з поверхні нагрівання при їхньому обдуванні.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Необхідно вибрати кількість димарів і розрахувати їхню висоту. Міністерство охорони здоров'я ввело вимогу про облік сумарного впливу оксидів сірки й оксидів азоту.

Висота димаря визначається за рівнянням:

$$h = \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \left(\frac{M_{\text{NO}_2}}{\text{ГДК}_{\text{NO}_2}} + \frac{M_{\text{SO}_2}}{\text{ГДК}_{\text{SO}_2}} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{z}{V_r \cdot \Delta T}}}, \quad (2.1)$$

де A - коефіцієнт, який залежить від температурної стратифікації атмосфери даного району, визначаючий вимоги вертикального и горизонтального розсіювання шкідливих речовин, $A=160$,

F - безрозмірний коефіцієнт, враховуючий швидкість осадження шкідливих речовин в атмосфері. Для газоподібних речовин $F = 1,0$,

m, n - безрозмірні коефіцієнти, які враховують викиди димових газів в даному районі,

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (2.2)$$

де f - параметр, який визначається по формулі:

$$f = \frac{\omega_0^2 \cdot D_0}{h^2 \cdot \Delta T} \cdot 10^3, \quad (2.3)$$

Параметр n визначається в залежності від величини:

$$V_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_m \cdot \Delta T}{h}}, \quad (2.4)$$

де ω_0 - швидкість димових газів на зрізі димаря,

$$\omega_0 = 2,6 \sqrt{\frac{\Delta T \cdot D_0}{100 \cdot i + 8 \cdot \lambda}}, \quad (2.5)$$

де i - звуження труби, $i = 0,01-0,015$, приймаємо $i = 0,015$

λ - коефіцієнт тертя, $\lambda = 0,05$

D_0 - внутрішній діаметр устя димаря,

h - геометрична висота димаря. Приймаємо в першому наближенні $h = 270$ м,

z - число димарів, $z = 1$,

ΔT - різниця температур димових газів та навколишнього повітря

$$T = T_r - T_{\text{нав.п.}}, \quad (2.6)$$

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$T_{г.}$ - температура димових газів на виході з труби, $T_{г.}=131 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$T_{\text{нав.п.}}$ - середня температура в полудень самого жаркого місяця, $T_{\text{нав.п.}} = 22,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$,

$$\Delta T = 131 - 22,1 = 108,9 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (2.7)$$

V - об'ємна витрата димових газів,

$$V = \frac{\pi \cdot D_0^2}{4} \cdot \omega_0 \quad (2.8)$$

ГДК - гранично допустима концентрація шкідливих викидів:

$$\text{ГДК}_{\text{NO}} = 0,085 \text{ мг/м}^3, \quad \text{ГДК}_{\text{SO}} = 0,5 \text{ мг/м}^3.$$

Так, при $h = 270 \text{ м}$:

- швидкість димових газів на зрізі димаря:

$$\omega_0 = 2,6 \sqrt{\frac{108,9 \cdot 9,6}{100 \cdot 0,05 + 8 \cdot 0,015}} = 37,152 \text{ м/с},$$

- параметр V :

$$V = \frac{3,14 \cdot 9,6^2}{4} \cdot 37,152 = 2687,87 \text{ м}^3/\text{с};$$

- параметр f :

$$f = \frac{37,152^2 \cdot 9,6}{270^2 \cdot 108,9} = 1,67 \cdot 10^{-3},$$

- об'ємна витрата димових газів:

$$V_{\text{м}} = 3 \sqrt{\frac{2687,78 \cdot 108,9}{270}} \cdot 0,65 = 3,65 \text{ м}^3/\text{с},$$

- коефіцієнт m :

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,00167} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,00167}} = 1,4$$

- висота димаря в першому наближенні:

$$h = \sqrt{160 \cdot 2 \cdot 1,4 \cdot 1 \left(\frac{1042,3}{0,5} + \frac{666,96}{0,085} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{2687,78 \cdot 108,9}}} = 258,86 \text{ м}.$$

Вибираємо для побудованої ТЕЦ-6 димар висотою $h = 270 \text{ м}$ із внутрішнім діаметром устя $D_0 = 9,6 \text{ м}$. [3]

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ					

2.5. Розрахунок трубопроводу

2.5.1. Гідравлічний розрахунок трубопроводу

В якості трубопроводу, для якого зроблений розрахунок, обраний паропровід на ПВТ.

Пара на ПВТ іде з 1-го відбору головної турбіни (ЦВТ).

Параметри пари на виході з турбіни (у камері відбору): $P_n = 5.49$ МПа , $t = 350^\circ\text{C}$

Витрата пари відбору: $G = 63$ т/ч = 17,5 кг/с

Сталь паропроводу – низьколегована перлітна 12Х1МФ, застосовується для паропроводів на параметри пари: P – до 10МПа, t – до 540°C .

По сортаменті труб для паропроводів докритичного тиску для даної сталі при $D_y = 175$ мм і параметрах пари 5.49МПа й 350°C : $d_n \times S = 219 \times 15$ мм . Довжина трубопроводу $L = 37.93$ м. Гідравлічний розрахунок представлений у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13. - Гідравлічний розрахунок

Найменування параметра	Розмірність	Формула	Вираження, результат
1. Розрахунковий внутрішній діаметр трубопроводу	мм	$d_n = d_H - S \cdot (2^+)$ – допуски товщині $\Delta_1 = +20\%$, $\Delta_2 = -5\%$	$219 - 15 \cdot \left(2 + \frac{20-5}{100}\right) = 186.75$
2. Питомий обсяг середовища	м ³ /кг	$v = \frac{v_{\text{нач}} + v_{\text{кон}}}{2}$, втрата тиску в трубопроводі $\Delta P = 3.5\%$.	$\frac{0.1164113 + 0.13138}{2} = 0.123896$
3. Швидкість у паропроводі	м/с	$C = 0.354 \frac{G \cdot v}{d_p^2}$	$0.354 \cdot \frac{63 \cdot 0.123896}{(0.18675)^2} = 79.2$ (припустима швидкість пари 50-90 м/с)
4. Динамічна в'язкість	м ² /с	$\nu = \frac{\nu_1 + \nu_2}{2}$	$\left(\frac{1.489 + 1.556}{2}\right) \cdot 10^{-6} = 1.5199 \cdot 10^{-6}$
5. Число Рейнольдса		$R_e = \frac{C \cdot d_p}{\nu}$	$\frac{79.2 \cdot 0.18675}{1.5199 \cdot 10^{-6}} = 9.73 \cdot 10^7 > 2300$ (плин у трубопроводі турбулентне)
6. Коефіцієнт тертя прямих труб		$\zeta_{\text{тр}} = \frac{1}{\left(1.14 + 2 \lg \frac{d_p}{K_s}\right)^2}$	$\frac{1}{\left(1.14 + 2 \lg \frac{186.75}{0.2}\right)^2} = 0.0199$

						НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

7. Втрати тиску в трубопроводі	МПа	$\Delta P = \left(\frac{\zeta_{тр} \cdot L}{d_h} + \sum \zeta_m \right) \cdot \frac{C^2 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot v}$ визначення місцевих опорів наведено в таблиці 1.3.2	$\left(\frac{0.0199 \cdot 37.93}{0.20415} + 9.855 \right) \cdot \frac{66.2^2 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot 1.5199} = 0.194$ втрата становить 3.53 % від $P_{нач}$ і не перевищує припустимого значення $\Delta P = 5\%$.
--------------------------------	-----	---	---

Таблиця 2.14.

Ділянка	Характеристика	Місцеві втрати
Вхід 6-7-8	По [6]	$\zeta_{п} = 1.0$
14-15	$a=90^\circ$, $R=500\text{мм}$, $d219 \times 15\text{мм}$ $R/D_y=500/175 < 3$	$\zeta = 0.23$
16-17	$a=90^\circ$, $R=500\text{мм}$, $d219 \times 15\text{мм}$ $R/D_y=500/175 < 3$	$\zeta = 0.23$
18-19	$a=90^\circ$, $R=1000\text{мм}$, $d219 \times 15\text{мм}$ $R/D_y=1000/175 < 3$	$\zeta = 0.19$
20-21	$a=90^\circ$, $R=1000\text{мм}$, $d219 \times 15\text{мм}$ $R/D_y=1000/175 < 3$	$\zeta = 0.19$
22-23	$a=90^\circ$, $R=500\text{мм}$, $d219 \times 15\text{мм}$ $R/D_y=500/175 < 3$	$\zeta = 0.23$
24-25	КОС-200-II на $D_y=200\text{мм}$	$\zeta_4 = 6.9$
2-3	засувка ВАЗ шифр В-781 $D_y=175\text{мм}$	$\zeta = 0.3$
4-5	Зниження швидкості потоку в 2 рази $a=90^\circ$, $R=500\text{мм}$, $d245 \times 19\text{мм}$ $R/D_y=500/245 < 3$	$\zeta' = 0.23 \cdot \left(\frac{33.1}{66.2} \right)^2 = 0.0575$

Сума місцевих опорів на розрахунковій ділянці:

$$\sum \zeta_m = 1.0 + 0.23 + 0.23 + 0.19 + 0.19 + 0.23 + 6.9 + 0.5 + 0.0575 + 0.5 + 0.0575 = 9.855$$

2.5.2. Розрахунок ділянки трубопроводу на самокомпенсацію

Схема плоскої ділянки трубопроводу представлена на рис. 2.3. Розрахунок ділянки трубопроводу виробляється по методу пружного центра, що не враховує вагу трубопроводу і реакції проміжних опор.

Лінійна схема трубопроводу розбивається на ділянки.

Вибирається система координат так, щоб осі координат були паралельні

					НТУУ "КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

прямим ділянкам. Визначаються центри ваги ділянок. Елементи, зайняті арматурами, фасонними частинами й пристроями, твердість яких прагне до нескінченності, не враховуються.

Розрахунок трубопроводу на самокомпенсацію наведений у таблиці.

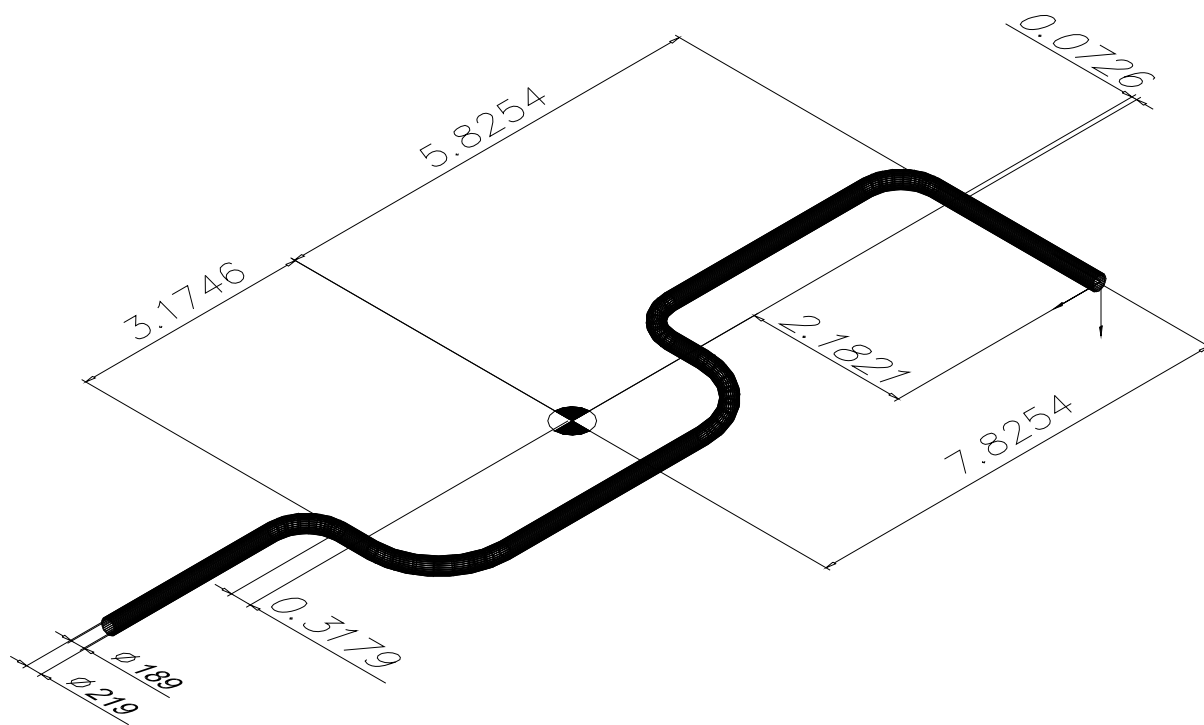


Рисунок 2.3. - Просторова модель трубопроводу

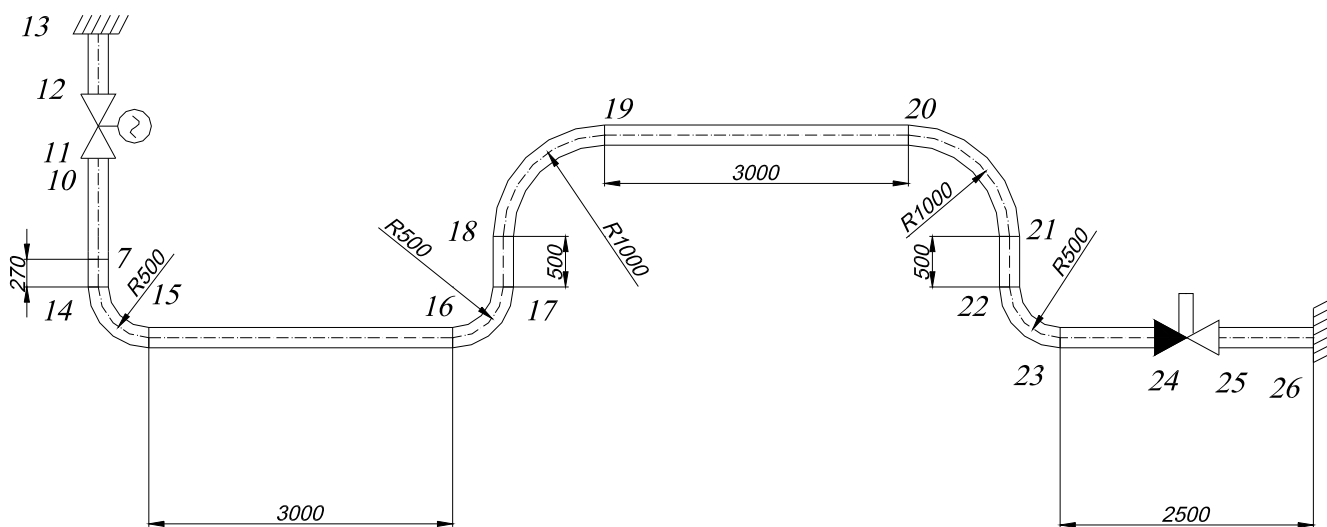


Рисунок 2.4. - Схема трубопровод

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ		Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Таблиця 2.15. - Розрахунок трубопроводу на самокомпенсацію

Найменування параметра	Формула	Вираження, результат
1. Осьовий момент інерції поперечного перетину трубопроводу, м ⁴	$I = \frac{\pi \cdot (d_H^4 - d_B^4)}{64}$	$\frac{\pi \cdot (0.219^4 - 0.18675^4)}{64} = 0.532 \cdot 10^{-4}$
2. Момент опору, м ³	$W = \frac{2 \cdot I^3}{d_H}$	$0.458 \cdot 10^{-3}$
3. Середній радіус ділянки трубопроводу	$r_{cp} = \frac{d_H + d_{Bl}^p}{4}$	$\frac{219 + 186.75}{4} = 101.43$
4. Модуль пружності сталі 12Х1МФ, МПа	E_{515}	$1.775 \cdot 10^5$
5. Розрахункова твердість труби, Нм ³	$E \cdot I^3$	$9.443 \cdot 10^6$
6. Коефіцієнт температурного подовження, 1/С	L_1	$13.66 \cdot 10^{-6}$
7. Координати пружного центра ваги, м (визначається за допомогою АСАD)	$x_S = \frac{S_{Y_{np}}}{\sum I_{np}}$ $y_S = \frac{S_{X_{np}}}{\sum I_{np}}$	2.1821 7.8254
8. Момент інерції трубопроводу, м ⁴ (визначається за допомогою АСАD)	$\sum I_x = \sum I_{ox} + \sum \frac{I_{np} \cdot \bar{y}^2}{m}$ $\sum I_y = \sum I_{oy} + \sum \frac{I_{np} \cdot \bar{x}^2}{m}$ $\sum I_{xy} = \sum I_{oxy} + \sum \frac{I_{np} \cdot \bar{x} \cdot \bar{y}}{n}$	11.5855 0.8712 12.4551
9. Те ж для переносу координат осей в УЦТ, м (визначається за допомогою АСАD)	$I_{xS} = I_x - I_{np} \cdot y_S^2$ $I_{yS} = I_y - I_{np} \cdot x_S^2$ $I_{xys} = I_{xy} - I_{np} \cdot x_S \cdot y_S$	1.9009 0.1182 -0.06
10. Температурне подовження ділянки трубопроводу, м	$\Delta x_t = L_t \cdot (t_p - t_m) \cdot L_x$ $\Delta y_t = L_t \cdot (t_p - t_m) \cdot L_y$ t_p і t_m – температура трубопроводу робоча й монтажна, З	$13.2 \cdot 10^{-6} \cdot (350 - 20) \cdot 3 = 0.0131$ $13.65 \cdot 10^{-6} \cdot (350 - 20) \cdot 12 = 0.0523$
11. Попередня розтяжка трубопроводу, м	$\Delta x_p = 0.5 \cdot \Delta x_t$ $\Delta y_p = 0.5 \cdot \Delta y_t$	$0.5 \cdot 0.0131 = 0.000653$ $0.5 \cdot 0.0523 = 0.026136$
12. Сумарне переміщення	$\Delta x = \Delta x_t - \Delta x_p$ $\Delta y = \Delta y_t - \Delta y_p$	0.00653 0.026136
13. Зусилля, МН	$P_x = E \cdot I \frac{\Delta x \cdot I_{yS} + \Delta y \cdot I_{xys}}{I_{xS} \cdot I_{yS} - I_{xys}^2}$ $P_y = E \cdot I \frac{\Delta y \cdot I_{xS} + \Delta x \cdot I_{xys}}{I_{xS} \cdot I_{yS} - I_{xys}^2}$	0.444 0.110

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.

Перевірка на міцність перетину 7		
13. Згинальний момент для крапки 7, МНм	$M_{из} = P_x \cdot (y - y_s) - P_y \cdot (x - x_s)$	$0.444 \cdot 5.8254 - 0.110 \cdot 0.0726 = 2.57$
14. Напряга від згинального моменту, МПа	$\sigma_{из}^{ск} = \frac{M_{из}}{\varphi_{из} \cdot W}$ $\varphi_{из}$ – коефіцієнт міцності	$\frac{2.57}{0.9 \cdot 0.458} = 6.234$
15. Напряга на стиск, МПа	$\sigma_c = \frac{P_{вн}}{f} = \frac{P_x}{f}$	$\frac{0.444}{\frac{\pi}{4} \cdot (0.219^2 - 0.187^2)} = 43.5$
16. Наведений тиск внутрішнього тиску середовища, МПа	$\sigma_{пр} = \frac{P \cdot (d_{из} - (S - c))}{2 \cdot (S - c)}$ P – робочий тиск у трубопроводі P=5.49 МПа. S – товщина стінки, S=19 мм. c – збільшення до товщини стінки при найбільшому мінусовому допуску 5%. $c = A \cdot (S - c), c = \left(\frac{A}{A + 1} \right) \cdot S$	$\frac{5.49 \cdot (219 - (15 - 1.49))}{2 \cdot (15 - 1.49)} = 41.75$ $c = \left(\frac{0.11}{0.11 + 1} \right) \cdot 15 = 1.49 \text{ м.}$
17. Результуюча еквівалентна напряга самокомпенсації, МПа	$\sigma_{экв}^{ск} = \sqrt{(\sigma_p + 0.8 \cdot \sigma_{из})^2 + 3 \cdot \tau^2} = \sigma_p + 0.8 \cdot \sigma_{из}$	$41.75 + 0.8 \cdot 6.234 = 46.7$
18. Перевірка міцності	$\sigma_{экв}^{ск} \leq 0.87 \cdot \sigma_{доп} \cdot \sqrt{2 - \left(\frac{\sigma_{пр}}{\sigma_{доп}} \right)^2}$	$0.87 \cdot 93.75 \cdot \sqrt{2 - \left(\frac{41.75}{93.75} \right)^2} = 99.9$ 46.7 МПа ≤ 99.9 МПа умова міцності задовольняється
19. Згинальний момент для крапки 17, МНм	$M_{из} = P_x \cdot (y - y_s) - P_y \cdot (x - x_s)$	$0.444 \cdot 3.1746 - 0.110 \cdot 0.3179 = 1.375$ Для крапки 17 умова міцності так само задовольняється

Висновок: розрахований трубопровід задовольняє вимоги гідродинаміки і умовам міцності.

2.6 Генеральний план ТЕЦ

До основних чинників, що визначають розміщення на генплані будівель і споруд, відносяться: рельєф місцевості, умови примикання під'їзної залізничної колії до залізничних колій станції, розташування майданчика на території станції.

				НТУУ "КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ		Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Майданчик ТЕЦ вибраний в безпосередній близькості до споживачів тепла і електроенергії, а також недалеко від джерела водопостачання.

Майданчик будівництва займає землі, що не містять корисні копалини, непридатні для сільського господарства, не затопляються паводковими водами.

ТЕЦ розташована на рівнинній місцевості, різниця висот в окремих місцях не перевищує 2÷3 м.

Територія станції розташована на надійному і міцному ґрунті, що витримує тиск від будівельних конструкцій і споруд 0, 2÷0, 25 МПа.

Комплекс промислових об'єктів ТЕЦ полягає з промплощадки, буддвору, мазутогосподарства, залізничної станції і шламонакопичувачів.

Генплан включає наступні виробничі і підсобні будівлі, споруди і пристрої:

➤ головний корпус з розміщеними на окремому майданчику тягодуттьовими механізмами, регенеративними повітряпідігрівачами, димарем, підвищуючими трансформаторами;

➤ об'єднано-допоміжний корпус, інженерно-побутовий корпус;

➤ пускорезервну і водогрійну котельні;

➤ ОРУ 110 кВ і ОРУ 330 кВ;

➤ газорозподільний пункт;

➤ мазуто- і маслогосподарства;

➤ склади устаткування і матеріалів.

В центрі промплощадки розташовані паралельно ГК пускорезервна і водогрійна котельні. Між ними димар з димарями від ГК і ПВК.

Збоку постійного торця ГК розташовані ОВК і інженерний побутовий корпус, сполучені з ГК закритою перехідною галереєю на рівні основної позначки обслуговування і БЩУ – 13, 5 м.

Збоку змінного торця ГК передбачено вільне місце для розширення у разі збільшення потужності ТЕЦ.

ОРУ 110 і 330 кВ розташовані на північ від ГК (на стороні машзала). Виводи тепломереж передбачені на південь від ОВК в інженерній смузі, в якій

										НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

розміщуються підземна автодорога і коридор ЛЕП. Між будівлями і спорудами є необхідні розриви і проїзди.

До приміщень ГК, ОВК, ПРК і ВК, ОРУ, складам матеріалів і устаткування передбачено підведення залізничних колій і автомобільних під'їздів з твердим покриттям.

Залізнична станція ТЕЦ знаходиться на східній межі території ТЕЦ в 100 м від мазутосховища.

На промплощадці є три автомобільні виїзди, на мазутове господарство – два автовиїзди.

Мережа всередині майданчикових автодоріг забезпечує вільний під'їзд до всіх будівель і споруд станції.

Конструкція огорожі залізобетонні плити. Площа промплощадки в огорожі складає 27,9 га.

Ухвалене планування ТЕЦ забезпечує сприятливі умови виробничого процесу, раціональне використання земельних угідь. Розміщення основних і допоміжних будівель і споруд обумовлено функціональним зонуванням території з урахуванням технологічних зв'язків, санітарно - гігієнічними і протипожежними вимогами, можливістю здійснення будівництва і введення в експлуатацію об'єктів ТЕЦ чергами.

2.7 Компоновка головного корпусу.

Компоновка основного устаткування ГК розроблена на підставі технічного проекту турбіни Т-250/300-240 і компоновки котла ТГМП-344А.

Габарити ГК визначені з умов установки основного устаткування.

Компоновка ГК- закрита замкнута.

Ухвалений ГК з наступними прольотами:

- котельне відділення – 42 м;
- деаераторне відділення – 12 м;
- машинне відділення – 54 м.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Компоновка котельного відділення ухвалена на підставі попередніх компоновок газошільних котлів, розроблених Таганрогським котельним заводом. Ячейка котла ухвалена розміром 48x42 м.

Розміщення котлів є однорядним, міжкотельне перекриття котлів острівного типу. Уздовж ряду «В» на позначці 13,5 м. Передбачений консольний місток шириною 1,5 м., пов'язаний з майданчиками котла за допомогою містків і переходів. В котельному відділенні встановлений мостовий кран вантажопідйомністю основного крюка 50т.

Уздовж ряду «В» передбачений крізний проїзд для автотранспорту, збоку тимчасового торця – залізничний в'їзд.

Для транспортування устаткування, вантажів, обслуговуючого і ремонтного персоналу до зон виробництва робіт передбачена установка пасажирських і вантажопасажирських ліфтів і підйомників. При цьому, забезпечується можливість під'їзду напільного транспорту з вантажем до входів в ліфти, а також в'їзд в кабіни ліфтів ручних візків.

Тягодуттєва установка котла – на відкритому майданчику. На відкритому майданчику розташовані: експрес-лабораторія, приймач обмивальних вод РВП, а також передбачені ремонтні майданчики для ремонту РВП і іншого допоміжного устаткування. На першому поверсі експрес лабораторії розміщена дизель-генераторна установка.

Для обслуговування допоміжного устаткування котельного відділення, розташованого на відкритому майданчику, встановлений полукозловий кран вантажопідйомністю крюка 35 т.

Загальностанційне устаткування у вигляді насосів, баків конденсату, насосів кислотної промивки устаткування, обмивання РВП розташовується в постійному торці котельного відділення.

Деаератор 0,69 МПа розташований в деаераторному відділенні на позначці 26,1 м.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Блочний щит управління (БЩУ), релейні панелі КППіА розташований в деаераторному відділенні на позначці 13,5 м., а основні електротехнічні пристрої ГК (РУСН-6 кВ, РУСН-0,4 кВ, щити постійного струму і т.д.) на позначці 4,5 м.

Передбачається також можливість транспортування всього устаткування, розташованого на проміжних позначках деаераторної етажерки, під мостовий кран котельної. Для цієї цілі на всіх позначках організовані спеціальні консольні майданчики.

Проектом передбачена безпідвальна компоновка машинного залу з організацією позначок 0 – 4,5 м і позначок обслуговування 13,5 м. Розташування турбін в машинному залі - поперечне. Розташування допоміжного устаткування – партерного типу.

Турбіни розташовані на позначці 13,5 м. Прямо під ними на позначці 4,5 м знаходиться конденсатор, ПНТ, МН і мережні підігрівачі, причому «нижній» МП, через брак місця, винесений під турбіну. З боків ЦВТ розташовані: з одного боку ПВТ, з іншого боку – маслобак системи змащування. Збоку ПВТ, на позначці 9,3 м., розміщені ЖЕН і ЖТН. Біля зовнішньої стіни машинного залу встановлена БОУ. Розташований МН-І з трубопроводами зворотної мережної води – перед рядом А.

Для виробництва монтажних і ремонтних робіт, в машинному залі встановлюється мостовий кран з вантажопідйомністю основного крана (крюка) 125 т., який розрахований на найважчу частину турбогенератора – статор генератора.

Збоку тимчасового торця в машинному залі передбачений залізничний в'їзд, суміщений з автов'їздом, із забезпеченням необхідних залізничних габаритів для евакуації.

Збоку постійного торця передбачений автомобільний в'їзд і колія перекочування трансформаторів.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЇ

4.1. Схема головних електричних з'єднань

Зв'язок проектованої ТЕЦ з енергосистемою передбачається на дві напруги: 330 і 110 кВ по чотирьох існуючих ланцюгах лінії 110 кВ і двом існуючим лініям 330 кВ; при цьому для видачі потужності енергоблока №3 спорудження ліній 330 і 110 кВ не вимагається. Крім того, до РУ 110 кВ підключено п'ять ліній, що відходять до тупикових підстанцій. Завантаження тих, що усіх відходять РУ 110 і 330 кВ ТЕЦ ліній електропередачі як в нормальних, так і при післяаварійних режимах знаходиться в допустимих межах. Не потрібно також посилення мереж 330 кВ в інших районах енергосистеми.

Для видачі потужності на напругу 110 кВ прийнята блокова схема підключення турбогенераторів енергоблоків №1, 2 до ліній ВРУ.

Головна схема електричних з'єднань ТЕЦ показана на кресленні.

Турбогенератори типу ТВВ-320-2У3, потужністю 300 МВт, напругою 20 кВ мають змішане охолодження обмоток і систему тиристорного збудження. Вони підключаються до РУ через трансформатори типу ТДЦ-400000/110-71У1, що підвищують, потужністю 400 МВА напругою 110 кВ. Відповідно до "норм технологічного проектування" встановлюємо в генераторному полі між виводами генератора і відгалуженням до робочого трансформатора для власних потреб 6 кВ вимикачі типу ВВГ-20-160/12500У3. У кожному блоці до низької сторони трансформатора приєднаний робочий трансформатор власних потреб (ТВП) блоку типу ТРНС-40000/35У1. На РУ також приєднаний через свій вимикач резервний ТВП ТРДН-40000-110/80У1.

РУ 110 кВ виконано за схемою "дві основні і третя обхідна система шин"; одна основна система шин секціонована; обхідний і шиноз'єднувальний вимикачі на кожній секції 110 кВ прийняті поєднаними. За проектом видача

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

потужності енергоблока №3 потужністю 300 МВт повинна здійснюватися на напругу 330 кВ. З цією метою намічено підключити енергоблок №3 РУ 330 кВ за схемою блоку генератор-трансформатор з установкою вимикача в генераторному коло між виводами генератора і відгалуженням до робочого трансформатора власних потреб 6 кВ. РУ 330 кВ споруджено за схемою "чотирикутника" і пов'язано з РУ 110 кВ двома автотрансформаторами потужністю 200 МВА.

На енергоблоці №3 встановлений турбогенератор типу ТВВ-320-2ЕУЗ. Турбогенератор має охолодження осердя статора і обмотки ротора водневе, охолодження обмотки статора безпосередньо водяне. Надмірний номінальний тиск водню в корпусі статора - 0.39 МПа. Турбогенератор ТВВ-320-2ЕУЗ має систему тиристор незалежного збудження типу СТН-380-3900-2Е-УХЛ4 з допоміжним генератором типу ВТ-4000-2УЗ. Резервне збудження генератора №3 здійснюється від існуючого резервного збудника (генератор ГПС-3000-750 У4 + електродвигун ДАЗ 1818-8У4), від якого резервується збудження генераторів №1 і 2. Все електротехнічне устаткування на напрузі 110 і 330 кВт відповідає очікуваним рівням струмів короткого замикання.

4.2. Електрична схема власних потреб ТЕЦ (6кВ и 0.4/0.23кВ)

У схемі електричних з'єднань власних потреб передбачені напруги змінного струму - 6кВ і 0.4/0.23 кВ. Електродвигуни потужністю 250 кВт і вище вибрані на напругу 6 кВ, двигуни меншої потужності - на напругу 0.38 кВ. Електродвигуни приймаються асинхронними.

Електродвигуни аварійних маслonaсосів мастила турбіни і ущільнення вала генератора вибрані напругою 220В постійного струму для можливості їх роботи в аварійних режимах від акумуляторної батареї. На напрузі 380/220 В, окрім електродвигунів власних потреб потужністю 250 кВт і менш, живляться також приводи засувки механізмів управління турбінами, зварювальна мережа,

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

освітлення.

Власні потреби існуючої станції на напрузі 6кВ отримують живлення від чотирьох секцій РУВП-6 кВ (по дві на кожен енергоблок). До цих секцій підключені електродвигуни механізмів власних потреб і трансформатори 6/0.4кВ енергоблоків, водогрійних котлів. Робоче живлення секції здійснюється від трансформаторів власних потреб 20/63-6.3 кВ, потужністю 40 МВА кожен, підключених до відгалужень від виводів кожного генератора між генераторним вимикачем і трансформатором, що підвищує, резервне живлення від одного трансформатора 40 МВА, приєднаного на високій стороні до шин 110 кВ.

Для живлення споживачів власних потреб 6 кВ на енергоблоці №3 встановлюється робочий трансформатор потужністю 40 МВА з розщепленою обмоткою 6кВ, підключений до відгалуження від енергоблока між генераторним вимикачем і підвищувальним трансформатором. Трансформатор живить дві секції РУВП 6 кВ, до яких підключені як блокові, так і загальностанційні споживачі. На напругу 380/220 В, окрім електродвигунів власних потреб потужністю 250 кВт і менш, живляться також приводи засувки, зварювальна мережа, освітлення.

Для живлення навантажень на напрузі 380/220 В енергоблока №3 встановлюється три робочих трансформатора власних потреб 6/0.4 кВ потужністю по 1000 кВА кожен. Розподіл навантажень виконаний по трьох секціях РУВП-0.4 кВ, дві з яких розділені за допомогою секційного автомата на дві напівсекції: відповідальну і особливо відповідальну

До особливо відповідальних напівсекцій приєднуються споживачі, від роботи яких залежить збереження основного устаткування при втраті власних потреб 6 кВ енергоблоку. До кожного трансформатора приєднується по одній секції, причому введення робочого трансформатора здійснюється через автоматичний вмикач на відповідальну напівсекцію. Введення резервного живлення передбачається на особливо відповідальну напівсекцію. Резервування власних потреб енергоблока №3 здійснюється від трансформатора 6/0.4-0.23 кВ

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

потужністю 1000 кВА, приєднаного до РУ 110 кВ.

Для забезпечення надійного живлення особливо відповідальних споживачів у разі повної або тривалої втрати змінного струму (більше 30 хв.) передбачається установка дизельних генераторів потужністю 500 кВт, підключених до обох особливо відповідальних напівсекцій.

Для живлення кіл захисту, сигналізації, управління, аварійного освітлення, аварійних маслonaсосів мастила турбіни і ущільнення валу генератора, приводів вимикачів РУВП 6 кВ на енергоблоці №3 передбачається установка акумуляторної батареї типу СК-28, що складається із здвоєних акумуляторів типу СК-14.

4.3. Розрахунок токів короткого замкнення

Схема приведена на рисунку 4.3.1. Потрібно розрахувати струм при короткому замкненні.

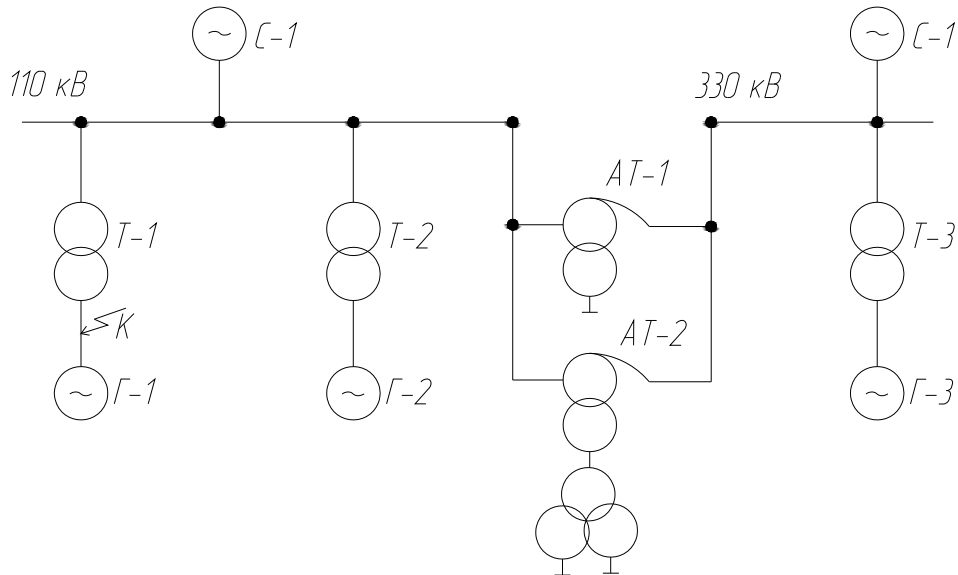


Рисунок 4.3.1 Розрахункова схема

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Паспортні дані для розрахунків

- генератори:

тип ТВВ-320-2,

$$P_{\text{ГГ}} = 300 \text{ МВт},$$

$$U_{\text{ГГ}} = 20 \text{ кВ},$$

$$\cos \varphi = 0,85,$$

$$x''_d = 0,173 \text{ в.о.};$$

- трансформатори:

ТДЦ-400000/110-71У1,

$$S_H = 400 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\zeta_K = 10,5\%;$$

ТДЦ-400000/330-75,

$$S_H = 400 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\zeta_K = 11\%;$$

системи,

С-1

$$S_{c1} = 2000 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$X_{*c1} = 2,25,$$

С-2

$$S''_{c2} = 8500 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

Автотрансформатори зв'язку, АТ-1, 2

АТДЦТН-200000/330/110

$$S_H = 200 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$U_{\text{КВ-С}} = 10,5\%;$$

$$U_{\text{КС-Н}} = 25\%;$$

$$U_{\text{КВ-Н}} = 38\%;$$

Розрахунок струму короткого замикання (КЗ).

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для наміченої точки КЗ складаємо схему заміщення (рисунок 4.3.2), замінюючи електромагнітні зв'язки електричними, а джерела вводимо в схему заміщення як ЕРС за відповідними опорами, інші елементи – як опори.

В установках напругою більше 1000 В струм КЗ розраховують у відносних одиницях.

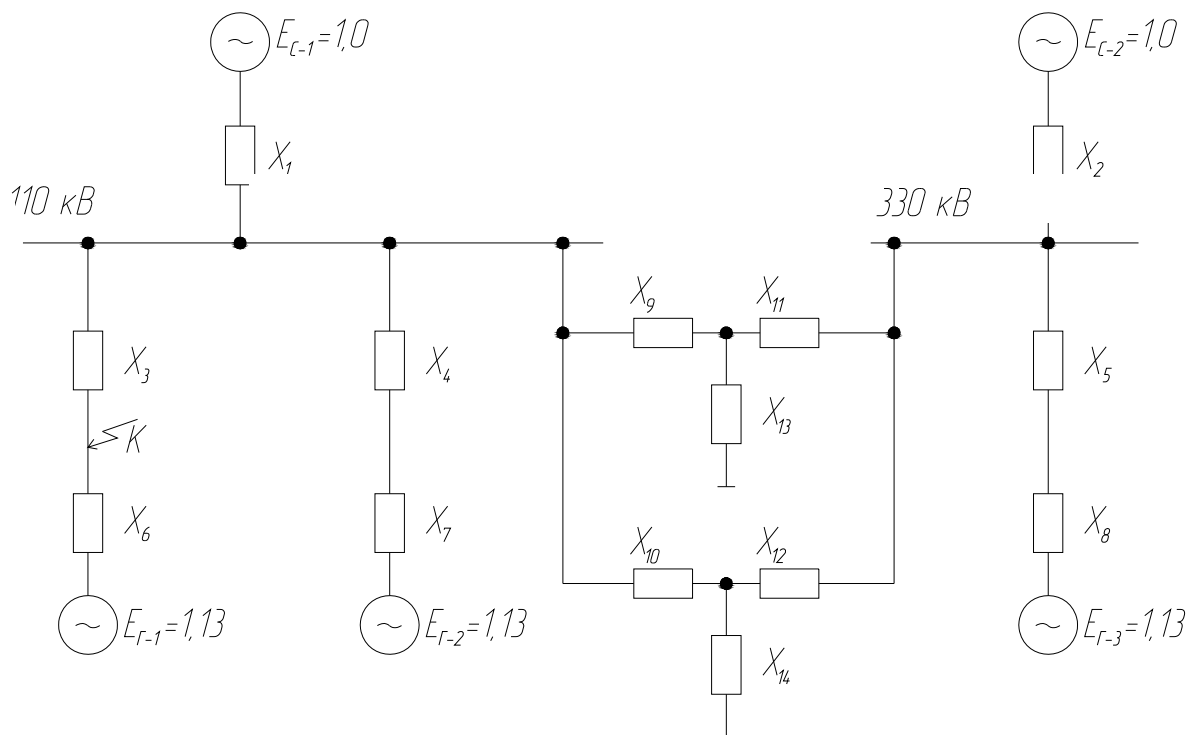


Рисунок 4.3.2. Схема заміщення

Приведення параметрів схеми заміщення до базисних умов

За базисну потужність приймаємо $S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

За базисну напругу приймаємо середню експлуатаційну напругу $U_B = U_{СЕР}$ в точці КЗ згідно зі шкалою (22): $U_B = 20 \text{ кВ}$.

Базисний струм I_{σ} , кА , визначаємо по формулі

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (4.1)$$

де S_{σ} – базисна потужність, МВА;

U_{σ} – базисна напруга, кВ.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,901 \text{ кА.}$$

Приводимо параметри елементів схеми заміщення до базисних умов.
Розрахунок будемо вести у відносних одиницях.

Опір генераторів у відносних одиницях:

$$X_6 = X_7 = X_8 = X_d'' \cdot \frac{S_6}{S_H} = X_d'' \cdot \frac{S_6}{P_H / \cos \varphi} \quad (4.2)$$

$$X = 0,173 \cdot \frac{1000}{300 / 0,85} = 0,49$$

Опір трансформаторів у відносних одиницях:

$$X_3 = X_4 = \frac{U_\kappa}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (4.3)$$

$$X_3 = X_4 = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,263$$

$$X_5 = \frac{U_\kappa}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}$$

$$X_5 = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,275$$

Опір автотрансформаторів у відносних одиницях:

$$X_9 = X_{10} = 1/200 \cdot (U_{КВ-С} + U_{КВ-Н} - U_{КС-Н}) \cdot S_6 / S_H = 1/200 \cdot (10,5 + 25 - 38) \cdot 1000 / 200 = -0,063 \approx 0$$

$$X_{11} = X_{12} = 1/200 \cdot (U_{КВ-С} + U_{КС-Н} - U_{КВ-Н}) \cdot S_6 / S_H = 1/200 \cdot (10,5 + 38 - 25) \cdot 1000 / 200 = 0,263$$

$$X_{13} = X_{14} = 1/200 \cdot (U_{КС-Н} + U_{КВ-Н} - U_{КВ-С}) \cdot S_6 / S_H = 1/200 \cdot (38 + 25 - 10,5) \cdot 1000 / 200 = 1,312$$

Система С₁:

$$X_1 = X_{*C1} \cdot \frac{S_6}{S_{C1}} \quad (4.4)$$

$$X_1 = 2,25 \cdot \frac{1000}{2000} = 1,125$$

Система С₂:

$$X_2 = S_6 / S''_{c2} = 1000 / 8500 = 0,117$$

Оскільки коротке замикання в точці К, то отримуємо наступну схему заміщення (рисунок 4.3.3).

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

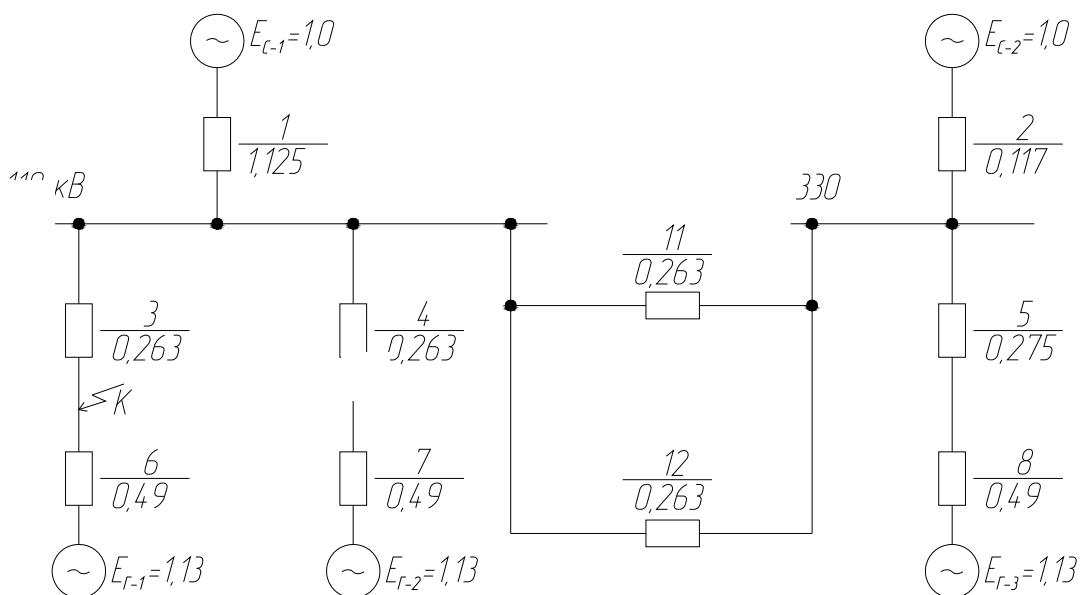


Рисунок 4.3.3. Схема заміщення

Спростуємо схему заміщення:

$$X_{15}=X_4+X_7=0,263+0,49=0,753$$

$$X_{16}=X_5+X_8=0,275+0,49=0,765$$

$$X_{17}=X_{11}/2=0,263/2=0,1315$$

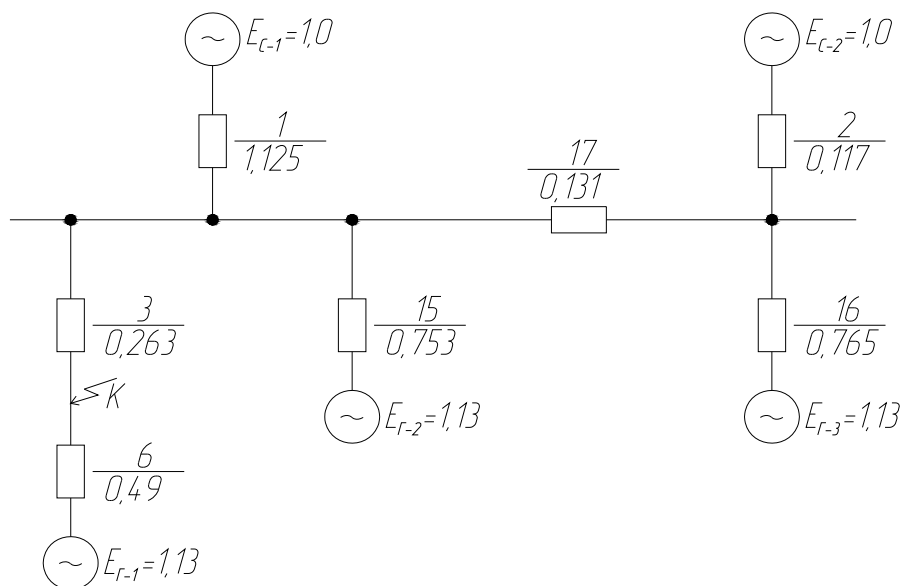


Рисунок 4.3.4. Схема заміщення

Знаходимо еквівалентне ЕРС та опір для (системи С-2 та генератора Г-3) та (системи С-1 і генератора Г-2)

$$E_1 = \frac{\frac{E_{C2} + E_{Г-3}}{X_2 + X_{16}}}{\frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_{16}}} = \frac{\frac{1}{0,117} + \frac{1,13}{0,765}}{\frac{1}{0,117} + \frac{1}{0,765}} = 1,017$$

$$X_{18} = X_{17} + \frac{X_2 \cdot X_{16}}{X_2 + X_{16}} = 0,131 + \frac{0,117 \cdot 0,765}{0,117 + 0,765} = 0,232$$

$$E_2 = \frac{\frac{E_{C1} + E_{Г-2}}{X_1 + X_{15}}}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_{15}}} = \frac{\frac{1}{1,125} + \frac{1,13}{0,753}}{\frac{1}{1,125} + \frac{1}{0,753}} = 1,077$$

$$X_{19} = \frac{X_1 \cdot X_{15}}{X_1 + X_{15}} = \frac{1,125 \cdot 0,753}{1,125 + 0,753} = 0,451$$

Отримуємо схему рисунок 4.3.5

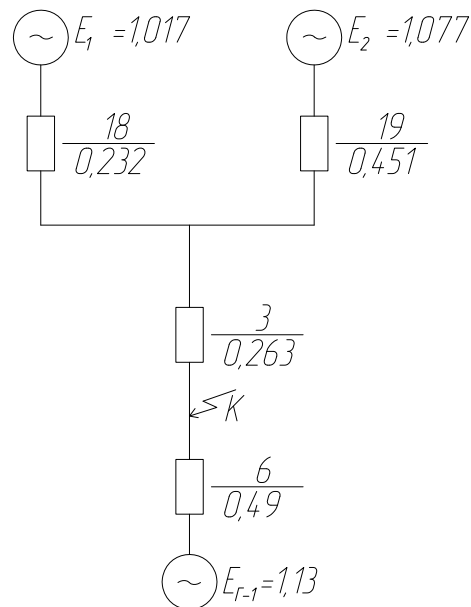


Рисунок 4.3.5. Схема заміщення

						Арк.
					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Знаходимо еквівалентну ЕРС та опір для гілок С-1, Г-2 та С-2, Г-3

$$E_3 = \frac{\frac{E_1}{X_{18}} + \frac{E_2}{X_{19}}}{\frac{1}{X_{18}} + \frac{1}{X_{19}}} = \frac{\frac{1,017}{0,232} + \frac{1,077}{0,451}}{\frac{1}{0,232} + \frac{1}{0,451}} = 1,037$$

$$X_{20} = X_3 + \frac{X_{18} \cdot X_{19}}{X_{18} + X_{19}} = 0,263 + \frac{0,232 \cdot 0,451}{0,232 + 0,451} = 0,416$$

Отримуємо розрахункову схему



Рисунок 4.3.6. Результуюча розрахункова схема заміщення

Визначення початкового значення періодичної складової струму КЗ “Генератор Г” і періодичні складові струмів для кожної гілки знаходимо по формулі

$$I_{nO} = I_{*nO} \cdot I_{\sigma} = \frac{E_{*PE3}}{X_{*PE3}} \cdot I_{\sigma}, \quad (4.5)$$

де E_{*PE3} – результуюча ЕДС, в.о.;

X_{*PE3} - результуючий опір, в.о.;

I_{σ} - базисний струм в точці КЗ.

$$I_{nC} = \frac{E_3}{X_{20}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,037}{0,416} \cdot 28,901 = 72,044, \text{ кА.}$$

$$I_{nГ} = \frac{E_{Г-1}}{X_6} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,13}{0,49} \cdot 28,901 = 66,649, \text{ кА.}$$

Результуючий струм в точці КЗ визначаємо по формулі

$$I_{no} = I_{nC} + I_{nГ}, \quad (4.6)$$

$$I_{no} = 72,044 + 66,649 = 138,693, \text{ кА.}$$

Розрахунок сили струму обваженого режиму в колі генератора

Найбільша сила струму нормального режиму приймається при нормальних

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

значеннях потужності P_H , напруги U_H і $\cos\varphi_H$:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi_H \cdot U_H} \quad (4.7)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 20} = 10200 \text{ А}$$

Сила струму обваженого режиму визначається при зниженні напруги генератора на 5%, тобто:

$$I_{\text{обв}} = I_{\text{норм}} / 0,95 = 10200 / 0,95 = 10737 \text{ кА}$$

4.4 Вибір та перевірка вимикача та роз'єднувача

Вимикач вибираємо по напрузі електроустановки і значенню тривалого струму. Даним умовам відповідає повітряний вимикач типу ВВГ-20-160/12500УЗ, що має такі технічні дані:

Номінальна напруга:	$U_H = 20 \text{ кВ.}$
Номінальний струм:	$I_H = 12500 \text{ А.}$
Номінальний струм відключення:	$I_{\text{откл}} = 160 \text{ кА.}$
Граничний наскрізний струм:	
• амплітудне значення –	$i_{\text{дин}} = 410 \text{ кА;}$
• діюче значення періодичної складової –	$I_{\text{дин}} = 160 \text{ кА.}$
<u>Граничний струм термічної стійкості</u> допустимий час його дії :	$\frac{I_T}{t_T} = \frac{160}{4} \text{ (кА/с).}$
Час відключення (із приводом):	$t_{\text{СВ}} = 0,14 \text{ с.}$
Нормований скид аперіодичної складової струму	$\beta_a = 0,2$

Якщо прийняти час спрацьовування релейного захисту $t_{\text{рз}} = 0,01 \text{ с}$, тоді момент розходження дугогасильних контактів визначається за формулою:

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{СВ}} = 0,01 + 0,14 = 0,15 \text{ с}$$

Знаходимо аперіодичні струми в початковий момент часу:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.8)$$

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де T_a – еквівалентна постійна часу загасання аперіодичної складового струму КЗ.

$$T_{a\Gamma}=0,368 \text{ с}, T_{ac}=0,02 \text{ с}$$

$$i_{a.\tau.\Gamma} = \sqrt{2} \cdot 66,649 \cdot e^{-\frac{0,15}{0,368}} = 62,681 \text{ кА}$$

$$i_{a.\tau.c} = \sqrt{2} \cdot 72,044 \cdot e^{-\frac{0,15}{0,02}} = 0,059 \text{ кА}$$

$$i_{ar} = i_{a.\tau.\Gamma} + i_{a.\tau.c} = 62,681 + 0,059 = 62,74 \text{ кА}$$

Знаходимо ударний струм:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{Po} \cdot K_{y\partial}, \text{ кА} \quad (4.9)$$

$$K_{y\partial} = 1,975$$

$$K_{y\partial} = 1,61$$

$$i_{y\partial\Gamma1} = \sqrt{2} \cdot 66,649 \cdot 1,975 = 185,6 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial C1} = \sqrt{2} \cdot 72,044 \cdot 1,61 = 163,547 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial} = i_{y\partial\Gamma1} + i_{y\partial C1} = 185,6 + 163,547 = 349,147 \text{ кА}$$

Перевірка за робочою напругою і струмом поваженого режиму:

$$U_{уст} \leq U_H;$$

$$20 = 20 \text{ (кВ)}.$$

$$I_{НОМ} \geq I_{обв};$$

$$12500 > 10737 \text{ (А)}$$

Тоді:

Перевіримо вимикач на електродинамічну стійкість за умовами:

$$I_{Po} \leq I_{дин};$$

$$138,693 < 160 \text{ (кА)}.$$

$$i_{y\partial} \leq i_{дин};$$

$$349,147 < 410 \text{ (кА)}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$W_{к\text{расч}} = I_{Po}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 138,693^2 \cdot (4 + 0,368) = 84021,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$W_k = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 160^2 \cdot 4 = 102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$W_k \geq W_{k,расч}$$

$$102400 < 84021,75 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Перевірка на вимикаючу здатність

$$i_{ан} = \frac{\beta_n}{100} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{откл} = 0,2 \cdot \sqrt{2} \cdot 160 = 45,12 \text{ кА}$$

$$i_{ан} \geq i_{a.т}$$

$$45,12 < 62,74 \text{ кА}$$

Вимикач можна використовувати, якщо виконується умова:

$$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} (1 + \beta_n)$$

$$\sqrt{2} \cdot 138,693 + 62,74 < \sqrt{2} \cdot 160 \cdot (1 + 0,2)$$

$$258,297 < 270,72 \text{ (кА)}$$

Всі умови перевірки виконалися, отже, даний вимикач можна прийняти до установки.

4.5 Вибір та перевірка роз'єднувача

Вибираємо роз'єднувач типу РВПЗ-2-20/12500У3, що має такі технічні дані:

Номинальна напруга:	$U_H = 20 \text{ кВ}.$
Номинальний струм:	$I_H = 12,5 \text{ кА}.$
Граничний наскрізний струм головних ножів:	$i_{дин} = 410 \text{ кА};$
<u>Граничний струм термічної стійкості</u> допустимий час його дії	$\frac{I_T}{t_T} = \frac{180}{4} \text{ (кА/с)}.$

Перевірка за робочою напругою і струмом поваженого режиму:

$$U_{уст} \leq U_H;$$

$$20 = 20 \text{ (кВ)}.$$

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{утж} \leq I_H;$$

$$10737 < 12500 \text{ (A)}$$

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{дин};$$

$$349,147 < 410 \text{ (кА)}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$W_k = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 180^2 \cdot 4 = 129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{расч} \leq W_k,$$

$$84021,75 < 129600 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Усі перевірки роз'єднувач пройшов і, отже, може бути прийнятий до установки.

4.6. Дистанційне керування повітряними вмикачами.

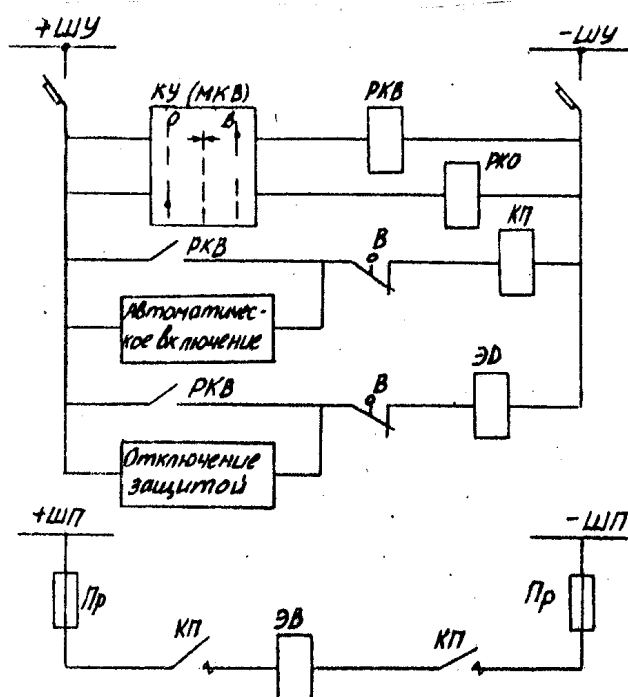
У повітряних вмикачах стисле повітря використовується не лише для гасіння електричної дуги, але також виконує роботу по включенню. Подача повітря управляється за допомогою електромагнітних клапанів. Команда на включення деяких вмикачів може бути подана винятково контактами ключа типу ПМО. При використанні КУ типу МК в усіх випадках потрібно застосовувати релейну схему управління, подібну до зображеної на рисунку 4.6

Вмикачі з номінальною напругою 110 кВ і вище виготовляють у вигляді однополюсних апаратів, з яких утворюють трьохфазні групи. Кожен полюс вмикача має свою пневмосистему. На рисунку 4.7. зображена спрощена схема трифазного управління повітряним вмикачем полюсного виконання. Кожен полюс управляється своїми ЭВ я (ЭО). Котушки ЭВ (ЭО) усіх фаз сполучені паралельно, що забезпечує одне тимчасове включення (відключення) усіх трьох фаз вмикача.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Блок контакти В_А, В_В, В_С трьох фаз вимикача в ланцюзі включення з'єднуються послідовно, а в ланцюзі відключення паралельно. Послідовне з'єднання блок контактів не допускає включення несправного вимикача, оскільки у справного вимикача блок контакт окремих фаз знаходяться в однаковому положенні. Паралельне з'єднання блок контактів забезпечує проходження команди на відключення навіть при відмові блок контактів двох фаз.

Операції з вимикачем допускаються тільки при певному тиску повітря в резервуарі, яке контролюється манометром (ЭКМ) електроконтактним. При зниженні тиску нижче допустимого ЭКМ замикає свої контакти в ланцюзі котушки реле пониження тиску (РПД), який розмикає свої контакти в ланцюзі управління і забороняє операції з вимикачем. На початку процесу включення або відключення тиск повітря в резервуарі дещо знижується в порівнянні з нормальним. Щоб реле РПД при цьому не перервало операцію, що почалася, його контакти у кол управління шунтуються блок контактами ЭВ (при включенні) або ЭО (при відключенні) однієї з фаз.



Шины управления автоматический выключатель	
Цель реле команды "включить"	
Цель реле команды "выключить"	
Ключом	Цель включения
От устройств автоматики	
Ключом	Цель отключения
От защиты	
Шины питания привода, предохранитель	
Цель электромагнита включения	

Рисунок 4.6. – Схема управління малогабаритними КУ типу МК

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

Специфікою роботи енергопідприємства є підвищена потенціальна виробнича небезпека від діючого теплогенеруючого устаткування, шкідливі умови праці, і як слід, виробничий травматизм, професійні захворювання, погіршення здоров'я працівників. Це обумовлює необхідність виконання робіт по забезпеченню безпеки праці ще на стадії проектування електростанції.

Метою дипломного проекту є : вивчення пускових режимів енергоблоку.

В складі теплофікаційного енергоблоку використовується наступне устаткування : турбіна Т-250/300-240, котел енергетичний ТГМП-344А, генератор ТВВ-320-2У3, підігрівачі високого тиску, підігрівачі низького тиску, деаератор 0,7 МПа, живильний електронасос, турбоживильний насос, бустерні насоси, конденсатні насоси, конденсатор, підігрівачі мережеві горизонтальні (ПМГ), мережні насоси, циркуляційні насоси, підігрівачі сальникові, пускові і основні ежектори, маслоохолоджувачі турбіни і генератора, масляні насоси системи змазки підшипників турбіни і генератора, градирні, регенеративні повітряпідігрівачі, дуттьові вентилятори, димососи, калорифери котла.

На ТЕЦ встановлено наступне устаткування:

- котли енергетичні 3×ТГМП-344А;
- турбіни парові 3×Т-250/300-240;
- генератори 3×ТВВ-320-2У3;
- котли водогрійні 6×КВГМ-180-150;

Основне паливо ТЕЦ – газ, резервне – мазут ТМ-100.

Основні параметри процесу: тиск гострої пари $P_0=23, 54$ МПа, температура гострої і вторинної пари $t_0=t_{\text{мп}}=540^\circ\text{C}$.

При експлуатації вказаного устаткування мають місце потенційно шкідливі і небезпечні чинники, які в певних виробничих умовах можуть надати негативні дії на організм обслуговуючого персоналу.

Нижче викладені результати аналізу основних з них і заходи щодо

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

виключення і зменшення їх шкідливої дії на організм людини.,

5.1. Загальні заходи безпеки при експлуатації технологічного устаткування теплофікаційних енергоблоків ,

З метою підвищення оперативності управління, безпеки експлуатації шляхом виведення персоналу з небезпечних зон обслуговування устаткування, проектом передбачається автоматизація основних і допоміжних процесів: ,

- управління КА здійснюється з БЩУ, розташованого у деаераторному відділенні, де знаходиться схема блоку;

- контроль більшої частини технологічних параметрів;

- захист і блокування при порушенні нормальної роботи агрегатів.,

Засувки і вентилі, які працюють з паром або гарячою водою, для відкриття яких потрібні великі зусилля, забезпечені електричними або механічними приводами. Рухомі частини виробничого устаткування, до яких можливий доступ персоналу (димососи, дуттьові вентилятори, млини, млинарські вентилятори і ін.) мають механічні щитки обгороджування. Такими обгороджуваннями оснащені всі сполучні напівмуфти електродвигунів і механізмів. Застосовується байпасування, система дренажів і зворотних клапанів.

Всі трубопроводи і теплообмінні апарати обладнані у верхніх точках повітриниками, сполученими безпосередньо з атмосферою. Вся приєднана арматура на всіх трубопроводах закріплена за допомогою зварювання.

Кожен котлоагрегат забезпечений шістьма імпульсними запобіжними клапанами гострої пари сумарною пропускною спроможністю рівної максимальної сумарної продуктивності котла. Вихлоп з клапанів виведений на дах котельного відділення в місцях, не доступних для персоналу. Ізоляція котла виконана на каркасній, щитовій (шамотобетон важкий, бетон ізоляційний, вата вулітокремнеземістна, цеглина теплоізоляційна). У конструкції котла забезпечена можливість термічного розширення його елементів – екранних труб, пароперегрівачів і т. п. за рахунок кріплення їх до стінок і стелі за допомогою

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

"пружинячих" закріплюючих деталей.,

Всі трубопроводи, розташовані в місцях, доступних персоналу покриті тепловою ізоляцією $t_{\text{пов}} \leq 45^\circ \text{C}$ [9].

Трубопроводи пари і води забарвлюються по всій довжині і наносяться кольорові кільця по ГОСТ 14202-69 (пізнавальне забарвлення трубопроводів промпідприємств).

Для огляду внутрішніх поверхонь елементів КА в обмурівці передбачені лази 400 500мм. У топках і газоходах-лючках для спостереження за процесом горіння і станом поверхонь нагріву [14].

Компенсація різниці теплових розширень корпусу забезпечується гнучими опорами і компенсаторами. А пускові вприскувачі пароохолоджувачі, в яких захисна сорочка складається з 2-х частин, жорстко закріплених по кінцях до корпусу пароохолоджувача, мають ковзаючі з'єднання в середній частині.

Пояси жорсткості суцільнозварних екранів виготовляються з форм, що виконуються з сортового профільного металу.

Для контролю параметрів, спостереження за якими необхідне при експлуатації КА, передбачені показуючі прилади; для контролю параметрів зміна яких може привести до аварії сигналізуючі, показуючі прилади.

Кожен котел укомплектований показуючими приладами по температурі, тиску, витраті води і оснащений звуковим і світловим сигналом при відхиленні параметрів від допустимих значень.

Кожен котел оснащений швидкодіючими відсічними клапанами по паливу і індивідуальними запобіжними запорними клапанами на газопроводах пальників. Всі пальники оснащуються ЗЗУ. Передбачається повний комплекс заходів безпеки згідно ПБСГУ при проектуванні котельного агрегату.

Елементи устаткування, розташовані на висоті більш 1.5м від рівня підлоги (робочого майданчика), обслуговуються із стаціонарних майданчиків з огорожами і сходами. Сходи і майданчики захищені поручнями заввишки не менше 1.0 м з бортовим елементом по низу поручнів заввишки не менше 0.14м. Відстань від рівня майданчика до верхнього перекриття не менше 2.0м. Сходи виконані з

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

листової сталі просічення завтовшки 5мм. По периметру котла споруджені майданчики обслуговування через кожні 3.4м.

5.2. Вимоги безпечного обслуговування турбінних установок

Зовнішні напірні мастилопроводи, розміщені в зоні гарячих поверхонь, необхідно обладнати спеціальними щільними захисними коробами з листової сталі. Нижня частина коробів повинна мати схил для стікання мастила у збірний трубопровід, незалежний від колектора аварійного зливання і поєднаний з ємністю аварійного зливання мастила.

Під час проведення капітальних ремонтів короби слід перевіряти на щільність – заповненням їх водою.

Мастилопроводи, розміщені зовні короба, необхідно відділити від гарячих поверхонь металевими захисними екранами, а їхні фланці розмістити у спеціальних кожухах із зливом з них мастила у безпечне місце.

Кожухи фланцевих з'єднань повинні охоплювати фланці, а також розміщені поруч зварні шви і ділянку труби завдовжки від 100 до 120 мм від шва.

Під час проведення випробувань автомата безпеки працівникам, які безпосередньо не беруть участі у проведенні випробувань, заборонено перебувати на площадці обслуговування турбіни.

Перевірку автомата безпеки збільшенням частоти обертання ротора слід проводити за програмою, затвердженою головним інженером електростанції.

Перед початком проведення випробувань автомата безпеки слід проінструктувати працівників, які беруть участь у випробуваннях, із записом про це у журналі інструктажів.

Керувати проведенням випробувань повинен безпосередньо начальник цеху або його заступник, який повинен слідкувати за частотою обертання ротора турбіни за тахометром. Решту працівників, які беруть участь у проведенні випробувань, слід розставити так, щоб у потрібний момент можна було швидко вимкнути агрегат.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Перевірку автомата безпеки за наявності у головної парової засувки байпаса слід проводити за умови закритої засувки через байпас.

Перед початком перевірки автомата безпеки шляхом збільшення частоти обертання ротора слід перевірити його ручне вимикання за номінальної частоти обертання, а також перевірити посадку стопорних і регулювальних клапанів.

У разі незадовільної посадки стопорних і регулювальних клапанів перевіряти роботу автомата безпеки збільшенням частоти обертання ротора турбіни заборонено.

Якщо під час перевірки автомата безпеки частота обертання ротора турбіни зросла до рівня, за якого повинен спрацювати автомат безпеки, а автомат не спрацював, турбіну необхідно негайно зупинити ручним вимикачем. Якщо, не спрацював ручний вимикач, турбіну слід зупинити швидким закриванням регулювальних клапанів і головної парової засувки (байпаса).

Дозволяється проводити повторне випробування автомата безпеки збільшенням частоти обертання ротора тільки після виявлення і усунення несправностей.

Зупинена у ремонт турбіна повинна від'єднуватись від діючого обладнання і загально цехових трубопроводів пари, води, мастила..

Для проведення робіт усередині конденсатора слід перекрити напірну і зливну лінії циркуляційної води і відкрити атмосферний клапан і люки для неперервної вентиляції конденсатора.

Спеціальні знімні вантажозахватні пристосування для піднімання кришок циліндрів і роторів турбін перед початком проведення робіт слід оглянути; після закінчення ремонту цих пристосувань на них слід зазначити дату технічного огляду.

Важкі деталі (ротор, кришка циліндра), що знімаються з турбіни, слід укладати на козли і підкладки, щоб не допустити їх зісковзування.

Не дозволяється використовувати для підкладок шпали, оброблені антисептиками.

Відгвинчувати болти і затягувати гайки фланцевих з'єднань рознімать

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

циліндрів турбін необхідно за інструкцією заводу-виробника турбін.

Під час розкриття і піднімання кришки циліндра турбіни необхідно:

- користуватись наявними пристосуваннями (наприклад, балансиром);
- відривати верхню половину циліндра (кришки) від нижньої за допомогою відтискних болтів;
- переконатись у тому, що кришка перед підніманням надійно застроплена;
- піднімати кришку за командою відповідального працівника тільки після її ретельного вивіряння і за умови установлених напрямних болтів (свічок);
- перевіряти під час піднімання кришки рівномірність переміщення її відносно фланця рознімання нижньої половини циліндра.

У разі виявлення під час піднімання кришки перекошування або заїдання кришку слід опустити і знову вивірити кріплення її до гака підтягуванням або послаблюванням тросів. Довжину тросів слід регулювати гайками або талрепами підйимального пристосування.

Під час піднімання кришки циліндра необхідно стежити за тим, щоб разом з кришкою не піднімались ущільнювальні обойми, – якщо вони за конструкцією не кріпляться до кришки турбіни і не виключена можливість їхнього падіння від поштовхів під час подальшого піднімання.

У випадку, коли за незначної висоти піднімання кришки обойми не можуть бути вибиті ударами свинцевої кувалди по кришці, її подальше піднімання можливе тільки після виставлення кришки на підкладки і надійного закріплення обойми за кришку.

Якщо діафрагми конструктивно кріпляться до кришки циліндра і за незначної висоти піднімання кришки виявлено, що шурупи, які кріплять верхні половини діафрагми, обірвані, подальше піднімання кришки слід припинити.

У цьому разі кришку циліндра слід трохи підняти – тільки на висоту, що необхідна для укріплення діафрагми, і установити на викладку. Після укріплення діафрагми можна продовжити піднімання і подальше транспортування кришки циліндра турбіни.

Виконувати будь-яку роботу під піднятою кришкою циліндра або

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

діафрагмою заборонено.

Шабрувати нижній фланець циліндра турбіни дозволяється лише за умови, що кришка циліндра відведена у безпечне місце або виставлена на підкладки.

Дозволяється перекантовувати кришки циліндра – тільки під безпосереднім керівництвом керівника робіт.

Перед тим, як розпочати кантування, необхідно переконатись у відсутності на кришці незакріплених деталей (гайок, болтів, заглушок, інструменту тощо).

Усі отвори паропроводів і дренажів, що приєднуються до циліндра турбіни, після його розкривання необхідно зразу закрити дерев'яними пробками або кришками, а отвори горловини конденсатора закласти міцними дерев'яними щитами.

У разі використання для нагрівання кріпильних нероз'ємних з'єднань електронагрівачів типу ТЕН їх необхідно заземлити.

Опір ізоляції між корпусом нагрівача і струмовідними частинами повинен бути більше 2 МОм.

До роботи з електронагрівачами повинні допускатись працівники, які мають з електробезпеки групу не нижче II. Вони повинні виконувати роботу в гумових діелектричних рукавицях.

Під час роботи з електронагрівачем заборонено:

- розбирати його – не від'єднавши кабель живлення від мережі;
- згинати або деформувати захисну трубку корпусу нагрівача;
- установлювати електронагрівач в отвір шпильки – із застосуванням ударів або значного зусилля;
- нагрівати шпильку з глухим центральним отвором, глибина якого менша за робочу довжину електронагрівача;
- переходити з одного місця на інше з увімкненим електронагрівачем;
- залишати без нагляду увімкнений електронагрівач.

Під час роботи з ежекційним нагрівачем кріпильних деталей циліндра турбіни багатополумєневий пальник повинен працювати без ляскоту і зворотних ударів. Усі з'єднання і канали пальника повинні бути герметичними. На місці

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

проведення робіт мають бути листовий азбест, вогнегасник і металевий лист для регулювання полум'я пальника.

Перед початком проведення робіт із застосуванням ежекційного нагрівача усі роботи на проточній частині турбіни необхідно припинити і працівників вивести у безпечне місце.

Пальник ежекційного нагрівача слід запалювати від полум'я на листі-деці.

Під час роботи з ежекційним нагрівачем стояти напроти полум'я, а також працювати у засмальцьованому одязі і замаслених рукавицях заборонено.

У разі використання для прогрівання шпильок розйомів циліндрів турбіни повітряних нагрівників уведення в отвір шпильки штуцера для подавання гарячого повітря і видалення його після нагрівання необхідно проводити за умови перекритого вентиля подавання повітря.

Працівники, які виконують ці роботи, повинні бути у рукавицях і захисних окулярах.

Не дозволяється прогрівати шпильки відкритим полум'ям газового пальника.

Під час демонтажу дефектних лопаток турбіни із застосуванням, електрозварювання ротор необхідно заземлити.

Не дозволяється демонтувати лопатки турбін з допомогою вантажо-підіймального крана.

Під час розкривання і закривання підшипників слід дотримуватись таких заходів безпеки:

- кришки і вкладиші слід стропувати за повністю (до відмови) угвинчені Рем болти, що щільно прилягають до поверхні кришки;

- у разі викочування нижнього вкладиша підшипника під час центрування по напівпівмуфтах для піднімання ротора на невелику висоту слід використовувати скобу, установлену на розйомі підшипника. Вивертати вкладиш слід за допомогою лома і рем болтів. Братись за краї вкладиша руками заборонено. Протирати розточку корпусу дозволяється тільки після вжиття заходів щодо унеможливлення зісковзування вкладиша.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Не дозволяється міняти прокладки під вкладишем опорного підшипника – без належного закріплення вкладиша.

Перед тим, як розпочати перезаливання вкладишів підшипників бабітом, форми необхідно просушити.

Перезаливання вкладишів підшипників слід проводити у захисних окулярах, прогумованому фартусі і рукавицях.

Виймати і установлювати ротор турбіни слід спеціальними пристроями.

Перед початком піднімання напівмуфти сусідніх роторів слід розсунути настільки, щоб виступ однієї половини вийшов із заточки другої.

Положення ротора під час піднімання після натягування краном тросів повинно бути горизонтальним, – що визначається на початку піднімання ротора за одночасністю відриванням шийок ротора від вкладишів, а після піднімання на незначну висоту – за рівнеміром, установленим на одну із шийок вала.

За наявності перекосів, заїдань і зачіпань піднімання ротора слід негайно припинити.

Під час розбирання пристроїв регулювання і захисту слід дотримуватись таких заходів безпеки:

- у разі розбирання автоматичного стопорного клапана слід відгвинтити два діаметрально протилежних болти на розйомі колонки, установити замість них дві подовжені шпильки з різьбою по всій довжині і тільки після цього розпочати відгвинчування решти болтів, обережно розпускаючи пружину довгими шпильками з нарізкою;

- слід вийняти дросельний клапан після стропування його за нагвинчену до краю з'єднувальну напівмуфту;

- послаблювати пружини відцентрового регулятора під час його розбирання слід рівномірно з обох боків.

Під час посадки деталей турбін з натягом способом глибокого охолодження необхідно надягати рукавиці і працювати із застосуванням спеціальних пристосувань.

У разі використання рідкого азоту для охолодження деталей слід

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

враховувати можливість утворення вибухонебезпечної суміші – рідкої азотно-кисневої суміші із вмістом кисню понад 30%.

Щоб унеможливити утворення вибухонебезпечних сумішей, необхідно попередньо ретельно очистити деталі, що охолоджуються, а також ванну від мастила і жирових забруднень і в процесі охолодження здійснювати контроль підвищенням концентрації кисню в азоті.

Перевіряти та зачищати гребені кінцевих або діафрагмових ущільнень необхідно в рукавицях.

Перед початком прокручування ротора турбіни вручну (під час центрування) необхідно перевірити, відсутність на ньому незакріплених деталей, стати ногами на горизонтальний розйом турбіни або на площадку, установлену на рівні горизонтального розйому.

Прокручування ротора вручну слід проводити за командою виконавця робіт або призначеного ним працівника зі складу бригади.

Перед початком прокручування ротора турбіни краном ремонтні роботи на проточній частині турбіни необхідно припинити, а працівників вивести у безпечне місце.

Стояти біля натягувального троса під час прокручування ротора краном заборонено. Намотувати трос слід рівномірно, без набігання, уникаючи його защемлення.

Під час балансування ротора турбіни на станку використовувати пасову передачу заборонено. Ротор двигуна повинен бути з'єднаний з ротором, що балансується, через рухому муфту, яка легко розчіплюється на ходу.

Проти місць кріплення пробних вантажів, які використовують під час балансування ротора, необхідно установлювати захисні щити.

Під час балансування ротора турбіни на станку або у власних підшипниках місце балансування слід обгородити і працівників вивести із зони обертання ротора.

Проводити роботи, пов'язані із заміною і ремонтом арматури на газо- та мастилопроводах і з розбиранням деталей регулювання (за винятком заміни

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

манометрів), дозволяється тільки на непрацюючих турбінних маслонасосі.

Під час проведення ремонтних робіт на мастилосистемі необхідно:

- ділянки мастилопроводів, на яких під час проведення ремонту здійснено перезварювання зварювальних стиків фланцевих з'єднань, штуцерів, відводів тощо, піддавати гідравлічному випробуванню;

- негайно прибирати розлите мастило;

- пропарювати труби мастилосистеми і мастилоохолоджувача насиченою парою тиском до 0.6 МПа (6 кгс/см²) на спеціально обладнаній площадці; вентиль подавання пари слід установлювати безпосередньо біля робочого місця.

Не дозволяється використовувати для підведення пари гумові шланги.

Роботи всередині баків з мастилом слід проводити тільки за нарядом – після повного очищення баків від мастила і шламу, пропарювання та вентиляції – з дотриманням вимог безпеки.

Спускатись працівникам всередину баків без шлангового або кисне-ізолювального протигаза, рятувального пояса та рятувальної вірвовки для огляду і очищення їхніх внутрішніх поверхонь від мастила і шламу заборонено.

Вогневі роботи на відстані менше 10 м від ділянок газомасильної системи, що містять водень, слід проводити за нарядом – з дотриманням заходів щодо створення безпечних умов для проведення робіт (установлення огорожень, перевірка повітря в приміщенні на відсутність водню тощо).

Проводити вогневі роботи безпосередньо на корпусі генератора, на трубопроводах і апаратах газомасильної системи, що заповнені воднем, заборонено.

Біля генераторів та пристроїв газомасильної системи слід вивішувати застережні знаки безпеки "Обережно! Небезпека вибуху".

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.3. Електробезпека при експлуатації електроустановок обслуговуючих роботу теплофікаційних енергоблоків

5.3.1. Джерела живлення електроустановок енергоблоків

1. Для видачі потужності на трифазну напругу 100кВ і 330кВ прийнята блочна схема підключення турбогенераторів енергоблоків №1-3 до ліній відкритих розподільних пристроїв.

2. У системі власних потреб ТЕЦ використовується напруга трифазного змінного струму – 6кВ і 0.4/0.23кВ. Електродвигуни потужністю 250кВт і вище вибрані на напругу 6кВ, двигуни меншої потужності – на напругу 0.38кВ. Електродвигуни є асинхронними.

3. Електродвигуни аварійних маслonaсосів змазки турбіни і ущільнення валу генератора застосовані напругою 220В постійного струму для можливості їх роботи в аварійних режимах від акумуляторної батареї .

4. На напрузі 380/220В, окрім електродвигунів власних потреб потужністю 250кВт і менш, живляться також приводи засувки механізмів управління турбінами, зварювальна мережа, освітлення.

5. У адміністративному секторі використовується 4-х дротяна трифазна електромережа з глухозаземленим нульовим дротом.

6. В котлотурбінному цеху чинниками підвищеної небезпеки є підвищена температура повітря (у жарку пору року – до 35 ЗС), а в машзалі – підвищена вологість (понад 75%). Визначальні чинники електромережі: Умережі=220В і 380В, глухозаземлена нейтраль. Доступними для персоналу є трансформатори U=6.3кВ.

5.3.2. Основні заходи захисту від поразки електричним струмом

Основними заходами захисту від поразки електричним струмом є:

1. Забезпечена недоступність токоведучих частин (вживання прихованої

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

проводки, кабель прокладений в спеціальних жолобах, клемні коробки закриті).

2. Розподільчі шафи виконані у вигляді закритих шаф.

3. Кабелі покриті поліхлорвініловою ізоляцією, опір якої не нижче 1кОм/В, передбачені постійний контроль і профілактика ізоляції.

4. Електродвигуни технологічних механізмів управляються дистанційно з БЩУ.

5. В електроустановках забезпечена орієнтація за рахунок вживання знаків і міток [7].

6. Застосовані блокування безпеки (не дозволяють відкрити комутаційну апаратуру без відключення джерела живлення – реле, втичні контакти вічок).

7. Використовується мала (знижена) напруга (мережа змінного і аварійного освітлення – 12В від джерела постійного струму, система місцевого освітлення – 42В).

8. Вживання захисних заземлень для усунення небезпеки при тиканні на корпус, шляхом зниження до безпечних значень струму, що входить через людину. Відповідно до ПУЕ заземленню підлягають корпуси електроустаткування при напрузі змінного струму 380В і вище і постійного струму 440В і вище у всіх електроустановках; при номінальній напрузі змінного струму вище 42В і постійного струму вище 110В – лише електроустановках в приміщеннях з підвищеною небезпекою і особливо небезпечних, а також в, а також в зовнішніх установках; при будь-якій напрузі змінного і постійного струму – у вибухонебезпечних установках.

В котельному відділенні для заземлення використовується штучний контур заземлення. Як заземляючі пристрої застосовані металеві колони, фундаменти і фундаментні балки.

9. Застосовується занулення корпусів електроустаткування в трифазних чотирьохпроводних мережах, напругою до 1кВ з глухо-заземленою нейтраллю.

В якості зануляючих провідників використовують нульові робочі провідники, металеві труби електропроводки, металеві конструкції для прокладки кабелю.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10. Передбачений захист всіх будівель і споруді за допомогою блискавкоуловлюючих сіток, укладених на покритті будівель, сітки надійно приєднуються не менше чим двома спусками до зовнішнього контура заземлення.

5.4. Гігієна праці і виробнича санітарія

Для поліпшення санітарно-гігієнічних умов праці на електростанції, прийнято низку заходів. Зокрема передбачена санітарно-захисна зона, яка визначається на основі розрахунку розсіювання в атмосфері викидів шкідливих речовин.

Передбачаються санітарно-побутові приміщення і пристрої; вбиральні з шафами, душові (1 сітка на 3-15 чоловік), вмивальні (1 кран на 7-20 чоловік), курильні кімнати, туалети, пристрої обігріву і сушки спецодягу.

Працівники забезпечуються якісною питною водою. У гарячих цехах (КТЦ, ХЦ, ПТЦ) персонал безкоштовно забезпечується підсоленою газованою водою, організований фельдшерський здоровпункт і їдальня.

Для оптимізації умов праці у виробничих приміщеннях прийняті додаткові заходи, які розглядаються нижче.

5.4.1. Оптимізація повітря робочої зони виробничих приміщень теплофікаційних енергоблоків

Робоча зона – простір висотою до 2м над рівнем підлоги або майданчика, де знаходяться робочі місця [43].

Оптимальні допустимі параметри мікроклімату робочої зони встановлюються залежно від категорії робіт:

Для забезпечення нормативних параметрів мікроклімату на ТЕЦ передбачено:

1. Автоматизація технологічних процесів (управління процесом дистанційно з щитових приміщень).

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Зменшено виділення тепла і вологи за рахунок удосконалення устаткування і технологічного процесу.

3. Видалення тепла і вологи за рахунок вентилявання. Вентиляція головного корпусу здійснюється в літній період шляхом аерації і відсмоктування повітря вентиляторами. Аерація відбувається шляхом підсосу зовнішнього повітря через фрамуги по ряду "А" і "Г" і видаленню його через ліхтарі на даху. Опалювання ПС в холодний час здійснюється системою опалювання, також передбачено використання тепла випромінюваного устаткуванням.

4. Кондиціонування повітря.

5. Пристрій зон охолодження: (обігріву) приміщень.

6. При виконанні робіт поблизу поверхонь устаткування, що має високу температуру, передбачено екранування поверхонь теплоізоляційними щитами (екранами).

7. При необхідності використовуються засоби індивідуальної зашиті.

У котельному відділенні забруднюючими речовинами можуть бути: оксиди вуглецю, нікелю, сірки, азоту і т. д. (що утворюються при спалюванні мазуту і газу енергетичними котлами).

Для безпеки виконання робіт, пониження цих речовин в повітрі робочій зоні не повинні перевищувати гранично допустимої концентрації.

Гранично-допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони – концентрації, які при щоденній (окрім вихідних) роботі в перебігу 8 годин або при іншій тривалості, але не більш 41 годин в тиждень, в перебігу всього стажу працівника не можуть викликати захворювань або викликати відхилень в стані здоров'я в процесі роботи або у віддалені терміни життя сьогодення і подальших поколінь.

Їх ГДК відповідно до ГОСТ 12.1.005-88:

Va_2O_5 – 0.1 мг/м³

NO_2 – 5 мг/м³

Оксид вуглецю – 20 мг/м³

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 5.1. – Оптимальні значення параметрів мікроклімату відповідно до ДСН 3.3.6.042-99.

Категорія робіт	Температура °С	Від. вологість %	Мах швидкість пов. м/с
В холодний період року			
Легка-1	20-23	60-40	0.2
Середня. тяж. – Па	18-20	60-40	0.2
Середня. тяж. – Пб	17-19	60-40	0.3
Тяжка-3	16-18	60-40	0.3
В теплий період року			
Легка-1	22-25	60-40	0.2
Середня. тяж. – Па	21-23	60-40	0.3
Середня. тяж. – Иб	20-22	60-40	0.4
Тяжка-3	18-21	60-40	0.5

Для підтримки ГДК шкідливих речовин на ТЕЦ передбачено:

1. Вентилювання (див. 5.4.1.).
2. Топка котлоагрегата – газощільна.
3. Регенеративні повітряпідігрівачі і димосос розташовані поза приміщенням головного корпусу, на окремому майданчику.
4. Проводиться періодичний контроль складу повітря робочої зони.
5. При неможливості усунення забруднення повітря робочої зони використовуються засоби індивідуального захисту.

5.4.2. Розрахунок валових і питомих викидів шкідливих речовин при роботі теплофікаційних енергоблоків

Всі викиди підприємства є організованими, за винятком приймально-зливного пристрою мазутного господарства.

Система рециркуляції димових газів, що відходять від котлоагрегатів ТГМП,

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

дозволяє пригнічувати до 40% оксидів азоту, що утворюються в результаті горіння оксидів азоту.

Викиди від мазутних агрегатів, пов'язані з випаром, зливом і витоками мазуту, визначаються відповідно до матеріалів колишнього Держкомітету СРСР по забезпеченню нафтопродуктами "Нормування викидів шкідливих речовин в атмосферу на підприємствах Госкомнафтопродукта СРСР", погоджено з колишнім Госкомгідрометом СРСР 18.10.90 р.

Розрахунок валових і питомих викидів забруднюючих речовин в атмосферу при згоранні палива в енергетичних котлах виробляють згідно затвердженої Мінприроди України №10-34-41 від 2 вересня 1993 р.

Вихідні дані:

Для розрахунку питомих (секундних) викидів шкідливих речовин в атмосферу приймаєм найгірші умови, тобто всі котлоагрегати працюють на мазуті, станція працює в максимально-зимньому режимі.

Витрата мазуту:

- на 1 ТГМП-344А – 71т/час, 19.722кг/с;
- на 1 КВГМ-180 – 20.6т/час, 5.722кг/с.

Сумарна витрата палива на ТЕЦ складає:

$$B = b_{\text{ТГМП}} \cdot n + b_{\text{КВГМ}} \cdot n = 71 \cdot 3 + 20.6 \cdot 6 = 336.6 \text{ т/час}, 93.5 \text{ кг/с}$$

Характеристика палива:

Мазут М100:

- $Q_n^p = 39800 \text{ кДж/кг}$;
- сірчистість мазуту $S^p = 2.5\%$;
- зольність $A^p = 0.14\%$.

Для розрахунку валових викидів використовуємо проектні дані (див. п. 6.3.), тобто енергетичні котли працюють на природному газі, водогрійні котли на мазуті.

З врахуванням цього річна витрата натурального палива складає:

- мазут – 169090т/год або 218070т.у.т/год;
- газ – 1727708м³/год або 2052030т.у.т/год.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Кількісна характеристика забруднюючих речовин, що викидаються в атмосферу, по кожному інгредієнту приведені в таблиці "Параметри викидів шкідливих речовин в атмосферу".

5.4.2.1. Розрахунок викидів оксиду азоту

$$M_{NO_x} = 10^{-3} \cdot B \cdot K \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta_1 \cdot (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \cdot \left(1 - \eta_{аз} \cdot \frac{n_o}{n_k}\right), \text{ де:}$$

B – витрата умовного палива за даний період, т/год, г/с;

K – коефіцієнт, що характеризує вихід оксиду азоту, кг/т умовного палива визначається по формулах:

$$K^{эк} = \frac{12 \cdot D_{\phi}}{200 + D_{н}} = \frac{12 \cdot 965}{200 + 1000} = 9.65 \text{ кг/т}$$

$$K^{вк} = \frac{2.5 \cdot Q_{\phi}}{84 + Q_{н}} = \frac{2.5 \cdot 522.5}{84 + 752.4} = 1.56 \text{ кг/т}$$

q_4 – втрати теплоти від механічної неповноти згорання палива %;

β_1 – коефіцієнт, що враховує вплив на вихід оксидів азоту, якості спалюваного палива;

β_2 – коефіцієнт, що враховує конструкцію пальників (для вихрових пальників – 1) коефіцієнт, що враховує вплив на вихід оксидів азоту, якості спалюваного палива

β_3 – коефіцієнт, що враховує вигляд шлаку видалення (для газо-мазутних котлів – 1);

ε_1 – коефіцієнт, що характеризує ефективність дії рециркулюючих газів залежно від умов подачі їх в топку;

ε_2 – коефіцієнт, що характеризує зниження викидів оксидів азоту при подачі повітря окрім основних пальників за умови збереження загального надлишку повітря за котлом;

r – міра рециркуляції димових газів %;

$\eta_{аз}$ – доля оксидів азоту, що уловлюються в азотоочистній установці;

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

n_o, n_k – тривалість роботи азотоочисної установки і котла ч/год.

$$M_{NO_x} = 10^{-3} \cdot (59167 \cdot 1.12) \cdot 9.165 \cdot \left(1 - \frac{0.02}{100}\right) \cdot 1 \cdot (1 - 0.005 \cdot 10) + \\ + 10^{-3} \cdot (40055 \cdot 1.12) \cdot 1.56 \cdot \left(1 - \frac{0.02}{100}\right) = 646.82 \text{ г/с}$$

$$M_{NO_x} = 10^{-3} \cdot 2052030 \cdot 9.165 \cdot \left(1 - \frac{0.02}{100}\right) \cdot (1 - 0.005 \cdot 10) + \\ + 10^{-3} \cdot 218070 \cdot 1.56 \cdot \left(1 - \frac{0.02}{100}\right) = 18203.1 \text{ т/год}$$

Вивід: приведені мною значення не перевищують допустимі норми.

5.4.2.2. Розрахунок викидів оксиду вуглецю

$$M_{CO} = 0.001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \text{ де:}$$

C_{CO} – вихід оксиду вуглецю при спалюванні палива при експлуатаційному режимі котла, кг/т, кг/тис.м³;

B – витрата палива за даний проміжок часу, т/год, г/с;

q_4 – втрата теплоти від механічної неповноти згорання палива %;

Кількість оксидів вуглецю (C_{CO}) в кг/т, кг/тис.м³, визначається по формулі:

$$C_{CO} = \frac{q_3 \cdot Q_H^P \cdot R}{1013}, \text{ де:}$$

q_3 – втрати теплоти від хімічної неповноти згорання палива %;

R – коефіцієнт, що враховує долю втрати теплоти унаслідок хімічної неповноти згорання палива, обумовлені вмістом в димових газах продуктів згорання оксидів вуглецю;

Q_H^P – нижча теплота згорання палива, кДж/кг;

$$C_{CO}^M = \frac{0.06 \cdot 39800 \cdot 0.65}{1013} = 1.532 \text{ кг/т};$$

$$C_{CO} = \frac{0.015 \cdot 34812 \cdot 0.5}{1013} = 0.2577 \text{ кг/т};$$

$$M_{CO} = 0.001 \cdot 1.532 \cdot 99222 \cdot \left(1 - \frac{0.02}{100}\right) = 151.98 \text{ г/с};$$

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$M_{CO} = 0.001 \cdot 1.532 \cdot 169090 \cdot \left(1 - \frac{0.02}{100}\right) + 0.001 \cdot 0.2577 \cdot 1727708 \cdot \left(1 - \frac{0.02}{100}\right) = 704.137 \text{ т/год}$$

Вивід: приведені мною значення не перевищують допустимі норми.

5.4.2.3. Розрахунок викидів оксидів ванадію

$$M_{VO} = 10^{-6} \cdot G_{VO} \cdot B \cdot (1 - \eta_a) \cdot (1 - \eta_o), \text{ де:}$$

G_{VO} – вміст оксидів ванадію в рідкому паливі (мазуті) в перерахунку на V_2O_5 , г/т (за даними ВТІ – 130г/т);

B – витрата палива за даний проміжок часу, т/год, г/с;

η_a – коефіцієнт осідання ванадію на поверхнях нагріву котлів (для ТГМП-344А – 0.07; для КВГМ-181 – 0);

η_o – доля твердих часток продуктів згорання рідкого палива уловлюваних в пристроях для очищення газів мазутних котлів (очищення відсутнє).

$$M_{VO} = 10^{-6} \cdot 130 \cdot 59167 \cdot (1 - 0.07) \cdot (1 - 0) + 10^{-6} \cdot 130 \cdot 40055 \cdot 1 \cdot 1 = 12.36 \text{ г/с}$$

$$M_{VO} = 10^{-6} \cdot 130 \cdot 169090 \cdot 0.8 \cdot 1 \cdot 1 = 21.98 \text{ т/год}$$

Вивід: приведені мною значення не перевищують допустимі норми.

5.4.2.4. Розрахунок викидів оксидів сірки в перерахунку на SO_2

$$M_{SO_2} = 0.02 \cdot B \cdot S^P \cdot (1 - \eta_{SO_2}^1) \cdot (1 - \eta_{SO_2}^2) \cdot \left(1 - \eta_{SO_2}^c \cdot \frac{n_o}{n_k}\right), \text{ де:}$$

B – витрата палива за даний проміжок часу, т/год, г/с;

S^P – вміст сірки в паливі на робочу масу %;

$\eta_{SO_2}^1$ – доля оксидів сірки зв'язуваних летучою золою в котлі;

$\eta_{SO_2}^2$ – доля оксидів сірки, що уловлюються в мокрому золоуловлювачі разом з уловлюванням твердих часток;

$\eta_{SO_2}^c$ – доля оксидів сірки, що уловлюються в сіркоочистній установці;

n_o, n_k – тривалість роботи сіркоулавлюючої установки і котла, ч/год.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$M_{\text{SO}_2} = 0.02 \cdot 99222 \cdot 2.5 \cdot (1 - 0.02) \cdot (1 - 0) = 4861.88 \text{ г/г}$$

$$M_{\text{SO}_2} = 0.02 \cdot 169090.8 \cdot 2.5 \cdot (1 - 0.02) \cdot (1 - 0) = 828.58 \text{ т/год}$$

Вивід: приведені мною значення не перевищують допустимі норми.

5.5. Види і норми виробничого освітлення приміщень теплофікаційних енергоблоків

Для нормальних умов зорових робіт всі виробничі, допоміжні і побутові приміщення, а також проходи ТЕЦ мають – природно, штучне і поєднане освітлення.

Природне – освітлення приміщень світло неба, прямим або відбитим, проникаючим через світлові отвори в зовнішніх конструкціях, що захищають, забезпечуються в приміщеннях з постійним перебуванням людей. Природне освітлення може не застосовуватися в санітарно-побутових приміщеннях, проходах і переходах, в залах засідань, в інших виробничих приміщеннях ТЕЦ згідно [56].

Природне освітлення приміщення характеризується коефіцієнтом природної освітленості (КПО) % – що є відношенням природної освітленості в точці в середині приміщення світлом неба до одночасної зовнішньої горизонтальної освітленості повністю відкритого небозводу: $KEO = e = \frac{E_b}{E_n} \cdot 100\%$

Штучне освітлення – на ТЕЦ передбачається загальне робоче, місцеве і комбіноване.

Штучне освітлення нормується величиною E (освітленість), [56].

Норми освітленості робочих місць ТЕЦ наступні:

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 5.2. – Норми освітленості робочих місць

Виробничі ділянки	Освітленість
Котельне відділення, майданчик обслуговування котлів	100
Приміщення БЩУ	200
Майданчики і сходи котлів, проходи за котлами	10
Охоронне освітлення	0.5

Для котельного відділення, де здійснюється загальне спостереження за ходом виробничого процесу, застосуємо розряд зорової роботи – III, підрозряд – "В".

Для забезпечення нормальних умов роботи на ТЕЦ передбачено:

1. У котельному відділенні комбінована система природного освітлення, через ліхтарі в дахах, і через віконні отвори в стінах КВ.

2. БЩУ від машзалу відокремлений прозорою перегородкою (скло).

Для забезпечення нормативного значення освітленості на ТЕЦ передбачено:

1. Система робочого, аварійного і евакуаційного освітлення.

2. Аварійне освітлення живиться від джерела постійного струму (12В), резервується від акумуляторних батарей.

3. Як джерело освітлення застосовуються газорозрядні лампи типу ДРП і лампи накаливання 220В, у випадку якщо світильник мається в своєму розпорядженні вище чим 2.5 метра від підлоги, також лампи накаливання використовуються в коридорах, на сходах, майданчиках обслуговування.

4. У приміщеннях, де постійно знаходиться персонал, встановлюються люмінесцентні лампи.

5. Для освітлення головних доріг станції використовуються ксенонові лампи.

5.6. Норми рівнів виробничого шуму в приміщеннях теплофікаційних енергоблоків і заходу щодо їх забезпечення

Відповідно до [11, 12] нормуються рівні звукового тиску: $L = 20 \lg \left(\frac{P_1}{P_0} \right)$, дБА ,

де P_1 – середньоквадратичне значення звукового тиску, Па, за даний період часу.

P_2 – значення звукового тиску на нижньому порозі чутливості в смузї з середньгеометричною частотою 1000 Гц.

L – нормується залежно від частоти, характеру робіт і шуму (нормованого по граничних спектрах – ГС).

Також нормуються [11, 12] рівні звуку: $L_A = 20 \lg \left(\frac{P_{A1}}{P_0} \right)$, дБА,

де P_{A1} - середньоквадратичне значення звукового тиску (з врахуванням корекції А шумоміра).

L_A – нормується залежно від характеру робіт і характеру шуму.

Відповідно до [12] для робочих місць тих, що знаходяться в котельному відділенні, допустимий рівень звукового тиску повинен відповідати ГС-75, а рівні звуку L_A не повинні перевищувати 80дБА.

Для тональних і не постійних шумів допустимі значення L і L_A на 5дБА менше.

Допустимі рівні звукового тиску з рівнями звуку для постійного ширококуткового шуму приведені в таблиці 4 відповідно до ДСН 3.3.6.037-99.

Таблиця 5.3. – Допустимі рівні звукового тиску і рівнів звуку для постійного ширококуткового шуму

Робоче місце	Рівень звукового тиску, дБ в смугах, Гц								Екв. ур., дБА
	6	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Кабіни дистанційного керування з мовним зв'язком по телефону (ЦЦУ, ДУ БЦУ)	83	74	68	63	60	57	55	54	65

Приміщення управління і робочі кімнати	79	70	63	58	55	52	50	19	60
Постійні місця і робочі зони у виробничих приміщеннях і на території підприємства	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для забезпечення необхідних значень L і L_A проектом передбачено:

1. Тягодуттєві машини і регенеративні повітропідігрівачі і винесені за межі головного корпусу [1].
2. Раціональне розміщення джерел шуму [12].
3. Пристрій для глушення шуму [12].
4. Вживання шумопоглинаючих засобів і шумоізоляції [12].
5. Вживання індивідуальних засобів захисту (навушники, шлеми, "беруші").

5.7. Захист від виробничих вібрацій при роботі теплофікаційних енергоблоків

Відповідно до [13] нормуються допустимі значення віброшвидкості (м/с) або віброприскорення (м/с²), або логарифмічні рівні віброшвидкості: $L = 20 \lg \left(\frac{V_1}{V_0} \right)$, дБ,

де V_1 – середньоквадратичне значення віброшвидкості за повний проміжок часу.

$V_0 = 5 \cdot 10^2$ м/с – вихідне значення віброшвидкості.

Логарифмічні рівні віброшвидкості нормуються залежно від їх вигляду (транспортні, транспортно-технологічні, технологічні, інструментарію і робочих місць), частоти коливань, напряму і часу дії.

Джерелами вібрації є:

- котел
- вентилятори
- насоси
- трубопроводи

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Параметри по вібрації не повинні перевищувати:

- по віброшвидкості – 0.0013м/с;
- по віброприскоренню – 0.4м/с²;
- по рівню віброшвидкості – 92 дБ.

Для зменшення вібрації проектом передбачено:

- під все устаткування що є джерелом вібрації встановлюються самостійні фундаменти острівного типу, віброопори;
- на трубопроводах передбачена установка компенсаторів ;
- на повітроводах передбачені еластичні вставки;
- дистанційне керування устаткуванням, що виключає передачу вібрації на робочі місця, віброізоляція робочих місць по [31];

Технічні рішення по запобіганню шкідливій дії на тих, що працюють:

1. температура поверхонь котлоагрегату не повинна перевищувати 50 С, а останнього устаткування 45 С, досягається вживанням теплоізоляції;
2. автоматизація технологічного процесу, дистанційне керування;
3. робочі зони (місця) при необхідності екрануються.

Для зменшення дії ультрафіолетового випромінювання застосовують індивідуальний захист.

5.8. Норми інфрачервоних випромінювань при роботі теплофікаційних енергоблоків і заходи щодо їх забезпечення

В процесі експлуатації теплофікаційних енергоблоків персонал піддається випромінюванням.

Для інфрачервоного випромінювання нормується інтенсивність теплового випромінювання від поверхонь технологічного устаткування, освітлювальних приладів, інсоляція на постійних робочих місцях, залежно від опромінюваної поверхні того, що працює.

Інтенсивність теплового опромінювання що працюють від нагрітих поверхонь технологічного устаткування, освітлювальних наборів, інсоляції на постійних і не

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

постійних робочих місцях не повинна перевищувати $35\text{Вт}/\text{м}^2$, при опроміненні 50% поверхонь тіла і більш, $70\text{Вт}/\text{м}^2$ – при опроміненні 25-50% тіл, $100\text{Вт}/\text{м}^2$ – при опроміненні не більше 25% поверхні тіла (ДСН 3.3.6.042-99).

Заходи захисту: екранування джерел виділення тепла, установка щитів.
Індивідуальні заходи захисту: рукавички, спецодяг, каска.

5.9. Забезпечення вимог пожежної безпеки при експлуатації теплофікаційних енергоблоків

5.9.1. Пожежонебезпечні властивості горючих речовин

Небезпека наявності великої кількості горючих речовин (палива, масел), розгалуженого кабельного господарства з великими струмовими навантаженнями, високих температур теплоносіїв, поверхні тепломеханічного устаткування, водню в системі охолодження генератора і ін.

Відповідно до вимоги будівельних норм і правил [9, 10] і залежно від характеру використовуваних у виробництві речовин і їх кількості, проєктована ТЕЦ відноситься до виробництва категорії Г, вогнестійкість будівель ТЕЦ характеризується другою мірою вогнестійкості.

Основні пожежонебезпечні речовини і матеріали, застосовані на ТЕЦ, по яких визначається категорія пожежонебезпеки і клас приміщення по [21, 22]:

- мазут ТМ-100: група горючості ГЖ, $t_{\text{всп}}=100-140\text{ }^\circ\text{C}$;
- природний газ: група горючості ГЖ, $t_{\text{всп}}=500-700\text{ }^\circ\text{C}$, $K_{\text{H}}=3\%$, $K_{\text{B}}=15\%$;
- трансформаторне масло: група горючості ГЖ, $t_{\text{св}}=300\text{ }^\circ\text{C}$, $t_{\text{всп}}=135\text{ }^\circ\text{C}$, $t_{\text{H}}=122\text{ }^\circ\text{C}$, $t_{\text{B}}=165\text{ }^\circ\text{C}$;
- турбінне масло: група горючості ГЖ, $t_{\text{св}}=400\text{ }^\circ\text{C}$, $t_{\text{всп}}=184\text{ }^\circ\text{C}$, $t_{\text{H}}=148\text{ }^\circ\text{C}$, $t_{\text{B}}=182\text{ }^\circ\text{C}$;
- водень: група горючості ГГ, $t_{\text{св}}=510\text{ }^\circ\text{C}$, $K_{\text{H}}=4\%$, $K_{\text{B}}=75\%$;

Категорії приміщень по ПУЕ-86:

На ТЕЦ передбачається комплекс заходів, що передбачають як

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

профілактику, так і спеціальні системи для виявлення і гасіння пожеж [5]. Протипожежна профілактика забезпечується дотриманням норм і правил пожежної безпеки.

Таблиця 5.4. – Категорії приміщень по ПУЕ-86

Приміщення	Категорія	Степінь вогнестійкості	Клас по ПУЕ
Головний корпус	Г	2	-
Приміщення БЩУ	Д	2	-
ЗРУ-110кВ	В	2	2-1
ЗРУ-330кВ	В	2	2-1
Хімводоочистка	Д	2	-
Приміщення ПВК	Г	2	-
ГРП	А	2	В-1а
Приймально-зливні пристрої мазуту	Д	2	В-1
Ацетиленова генераторна	А	1	В-1

5.9.2. Система запобігання пожеж

В КТЦ передбачаються:

1. В схемі мазутопроводів і газопроводів природного газу на введенні палива до кожного котла встановлюються швидкодіючі відсічні клапани, що дозволяють оперативно відключити паливо в котлі в разі виникнення пожежі. Включаються клапани дистанційно з БЩУ.

2. Трасування газопроводів, маслопроводів, мазутопроводів виробляється з відділенням їх від гарячих поверхонь котла і паропроводів з безшовних труб при тиску 6,27 МПа.

3. Вся арматура з електроприводами на газо-, мазуто-, і маслопроводах поставляються з вибухобезпечним виконанням.

4. На мазуто- і газопровадах для забезпечення вибухобезпечності встановлюють:

- на підводі до котла засувки з електроприводом, фланці для встановлення заглушок, штуцер для продування, швидкодіючий замочний орган;

• на підводі до пальників і форсунок – запорну арматуру з електроприводом і запорну арматуру безпосередньо з електроприводом і ручним приводом.

5. Всі газопроводи і мазутопроводи заземляються при установці на них електрифікованих приводів, арматури і іншої апаратури.

6. У котельному відділенні встановлені світлоаераційні ліхтарі, які служать для відведення надлишку тепла.

7. Для опалювання будівель, споруд і складів нафтопродуктів, застосовується гаряча вода з температурою не більше 150 °С.

8. Фланцеві і інші з'єднання які можуть служити джерелом проникнення мазуту в приміщення котельної, полягають в спеціальні кожухи з відведенням дренажу в бак, розташований окремо від можливих зон пожежі на відмітці 0,0 м.

9. В разі виникнення пожежі на мазутопроводі котла, після відсікання казана від напірних магістралей передбачається лінія зливу палива.

10. Схема газопроводів природного газу має установку розвиненої системи продувочних свічок і свічок безпеки, за допомогою яких виробляється контроль можливих витоків газу і продування газопроводів.

11. Всі мазуто- і газопроводи заземлені на фланцевих з'єднаннях встановлюються лише дротяні перемички.

12. У приміщенні котельного відділення передбачаються системи сигналізації про можливе скупчення природного газу з виведенням даних на БЦУ.

13. У системі розпалювання палива передбачається установка захисно-запальних пристроїв, із застосуванням іонізуючих датчиків, пальників, що дозволяють виробляти автоматичний розпал, і автоматичний контроль факела пристрою пальника і запального з виведенням свідчень на БЦУ.

14. В РВП є контроль різниці температур між холодними і гарячими шарами ущільнень з виведенням свідчень на БЦУ, і в разі виникнення пожежі по різниці температур подається звуковий і світловий сигнал на БЦУ.

Об'ємно-планувальні і конструктивні рішення будівлі ГК.

Відповідно до [20] котельне відділення по пожежобезпеці відноситься до категорії Г, міра вогнестійкості – 2, клас пожежобезпеки зони П-1. Об'ємно-

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

планувальні і конструктивні рішення відповідають [4].

Протипожежні перешкоди, перегородки, стіни виконані із збірного залізобетону. Для димовидалення передбачені відповідні пристрої в світлоаераційних ліхтарях. У котельному відділенні площа віконних отворів складає 18% відповідно до [18]. Стіна віконних отворів не армована. Для кожного блоку передбачаються траси кабелів, відокремлені одна від одної при прокладці в кабельних тунелях, підлозі поверхх і каналах вогнестійкими перегородками (вогнестійкість 1.5 години).

Пожежонебезпечні приміщення розділені протипожежними перегородками першого типу з вогнестійкістю 0.75 години.

На дорогах евакуації з приміщень передбачені протипожежні двері третього типу, з межею вогнестійкості 0.6 години.

5.9.3. Система протипожежного захисту

5.9.3.1. Протипожежний водопровід

Зовнішнє і внутрішнє пожежогасіння ГК забезпечується від мережі виробничого протипожежного водопроводу промплощадки за допомогою насосів Д-630-90 і насосами ЕВЦ-12-160-100, встановлених в центральній насосній станції технічного водопостачання.

Протипожежні гідрокрани виконані відповідно до [2], пожежні крани в котельному і машинному відділеннях розміщуються на основних відмітках обслуговування, для останніх приміщень – в опалювальних сходових клітках і коридорах.

5.9.3.2. Автоматичні установки сигналізації і пожежогасінні

Устаткування приміщень автоматичними установками пожежогасіння здійснюється у відповідності ДБН 1325-13-98[16]. В якості вогнетривкого засобу застосовується розпорошена вода. Установкою автоматичної водяної пожежогасіння захищаються кабельні приміщення, маслогосподарство

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

турбоагрегатів. На розподільній мережі АПТ кабельних приміщень встановлюються дренажні зрошувачі ДВ-10, для гасіння трансформаторів і маслогосподарства застосовані зрошувачі ОПДР-15.

Автоматичний пуск системи пожежогасінні виробляється:

- для кабельних приміщень від датчиків пожежної сигналізації типа ДПП-2 з пультами ППС-3;
- для блочного трансформатора і трансформаторів с.н. від релейного захисту трансформаторів.

Управління всіма системами пожежогасінні здійснюється від панелей пожежогасіння, встановленими в приміщенні ЦЩУ і кнопками управління засувками пожежогасінні на місцях.

Виводи: Проаналізовані потенційно шкідливі і небезпечні виробничі чинники при роботі теплофікаційних енергоблоків Т-250/300-240. Розроблені заходи по охороні праці і техніці безпеки. Виконаний розрахунок шкідливих речовин, що викидаються в атмосферу при роботі теплофікаційних енергоблоків.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. ПУСКОВІ РЕЖИМИ ТЕПЛОФІКАЦІЙНИХ ЕНЕРГОБЛОКІВ (Т-250/300-240)

7.1. Загальна характеристика режимів пуску

Пуски парових турбін належать до найбільш складних нестационарних режимів. Нестационарність теплового стану обумовлює значну термічну напругу в окремих деталях, вузлах і в трубопроводах.

Термічна напруга в товстостінних високотемпературних елементах парових турбін, котлів, а також в паропроводах є основним чинником, що визначає швидкість пуску цього устаткування. Крім того, щоб уникнути задівання в проточній частині і ущільненнях, а також вібрації пуск турбіни повинен здійснюватися за відсутності деформації (вигину) корпусу, теплового прогину ротора і при відносних переміщеннях останнього, що не перевищують допустимі. При пуску котла необхідно також забезпечити надійне охолодження усіх поверхонь нагріву, як радіаційних, так і конвективних. Тому одна з найважливіших умов забезпечення надійного пуску полягає в тому, що підвищення температури металу усіх вузлів повинно здійснюватися досить рівномірно, плавно і з безпечною для устаткування швидкістю.

Значна термічна напруга в процесі пуску виникає в роторах ЧВД і ЧСД (РВД і РСД) турбіни. Наявність концентраторів напруги на поверхні ротора може привести до появи тріщин внаслідок малоциклової втоми металу. У особливо важких умовах опиняється РСД, омиваємий паром високої температури після проміжного перегрівання. Внаслідок великої маси цей ротор не може бути прогрітий належним чином до пуску турбіни. Це обумовлює необхідність спеціального прогрівання РСД при малій частоті обертання (800 1/хв.). Термонапружений стан РВД і РСД є одним з факторів, що визначають швидкість пуску турбіни.

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Контроль за станом турбіни при пуску здійснюється по приладах, що фіксують відносне подовження і осьове зміщення ротора; різниця температур між верхом і низом циліндра, по ширині фланців, між фланцями і шпильками; викривлення валу і вібрацію; теплове розширення паропроводів і корпусу турбіни і т. п.

З перелічених вище чинників, що визначають термічну напругу при прогріванні, керованими в процесі пуску є: температура пари, швидкість прогрівання і коефіцієнт тепловіддачі від пари до стінки. Останні два чинники залежать від витрати, температури і тиску пари.

Температура пари перед ЦВТ і ЦСТ при пуску турбіни повинна перевищувати температуру металу паровпуску. Це перевищення може досягати 100 °С. При пуску повністю захололої турбіни температура пари, що поступає в неї, повинна приблизно на 40 °С перевищувати температуру насичення, відповідно тиску, який матиме місце в турбіні при зачіпанні і підвищенні частоти обертання роторів.

Особливістю пуску енергоблока є спільний пуск котла і турбіни - пускові операції виконуються взаємопов'язано і погоджено.

Пуск блоку представляється рядом функціональних етапів :

1. підготовка до пуску;
2. розтоплення котла і підвищення параметрів пари до значень, необхідних для пуску турбіни
3. зачіпання роторів турбоагрегату впусканням пари, підвищення частоти їх обертання до номінальної, синхронізація і включення генератора в електричну мережу;
4. вантаження - підвищення потужності блоку до номінального або заданого значення.

Залежно від початкового теплового стану устаткування згідно ПТЕ умовно розрізняються наступні режими пуску блоку :

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ					

1. з гарячого стану - при тривалості попереднього простою (орієнтовно) менше 6-10 ч;

2. з неохолодженого стану - при простою від 6-10 до 70-90 ч;

3. з холодного і близьких до нього станів - при простою більше 70-90 ч.

Для блоків з прямоточними котлами існує ще режим пуску із стану гарячого резерву після простою блоку не більше 1ч.

Відповідно до ПТЕ пуски блоку з будь-якого стану (окрім стану гарячого резерву) повинні здійснюватися при ковзаючих параметрах пари, завдяки чому забезпечуються:

1. оптимальні параметри пари, необхідні для пуску турбіни і теплові удари, і прогрівання металу з неприпустимими швидкостями;

2. скорочення тривалості розтоплення котла, оскільки в більшості випадків відпадає необхідність попереднього підвищення параметрів пари до номінальних значень перед пуском турбіни;

3. скорочення загальної тривалості пуску блоку за рахунок повного або часткового поєднання прогрівання елементів котла, паропроводів і турбіни;

4. можливість роботи турбіни в широкому діапазоні навантажень з повністю відкритими регулюючими клапанами, завдяки чому виключається дроселювання і зниження температури пари, що викликається ним, а прогрівання здійснюється рівномірно і швидше без перевищення допустимої термічної напруги в металі;

5. можливість здійснення початкового прогрівання устаткування при пуску блоку з холодного і близьких до нього станів при зниженому тепловиділенні в топці котла, що сприяє скороченню пускових втрат тепла на цьому етапі пуску;

6. істотне скорочення втрат тепла і електроенергії при пуску блоку, обумовлене попередніми перевагами.

Наявність проміжного перегрівання є причиною деяких переваг блокового пуску, що витікають з умов роботи проміжного підігрівача, прогрівання системи проміжного перегрівання і пуску турбіни.

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ					

Можливості і умови здійснення різних режимів пуску визначаються пусковою схемою блоку. До пускових схем блоку пред'являються наступні вимоги:

1. можливість здійснення надійних пусків блоку при будь-якому початковому тепловому стані котла, паропроводів і турбіни;
2. мінімальна тривалість пуску, втрати палива, електроенергії і конденсату за оптимальних умов прогрівання устаткування блоку;
3. можливість виконання встановлених норм водного режиму при пуску блоку;
4. граничне спрощення пускових операцій і можливість уніфікації програм автоматичного управління пусками;
5. можливість утримання блоку в роботі при глибокому скиданні навантаження аж до холостого ходу.

Застосування сепараторного режиму розтоплення котла значно покращує пускові характеристики блоків з прямоточними котлами. Обов'язковим елементом пускової схеми котла являються розпалювальні сепаратори і засувки, що розділяють водопаровий тракт котла на дві частини: парогенеруючу і перегріваючу.

Нині типовою є схема з вбудованим сепаратором. Тут на кожному регульованому потоці середовища передбачається установка вбудованого сепаратора (ВС), розрахованого на повний (робочий) тиск.

Розтоплення котла ведеться при закритій вбудованій засувці (ВЗ). Вся розтопочна витрата живильної води після нагріву в тракті до ВЗ через трубопровід з дросельним клапаном Д-1, що підтримує номінальний тиск середовища до нього, поступає у ВС, в якому встановлюється знижений тиск. Пар що виділяється у ВС спрямовується в перегріваючий тракт, а вода, що залишилася, скидається в розпалювальний розширювач (РР), розрахунковий (номінальний) тиск в якому складає 2.0МПа. Вода, що поступає, частково випаровується. Пара відводиться в конденсатор турбіни або в деаератор (Д-7). Вода з РР на початковій стадії пуску

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ				

скидається в циркводовід, а у міру освітлення - в БГК або в конденсатор для наступного її очищення фільтрами БОУ.

Основними особливостями уніфікованої технології пуску блоку в сепараторному режимі є:

заповнення водою тракту котла тільки до ВЗ і початок розтоплення при відсіченому з боку входу пари перегрівачі;

прогрівання паропроводів відразу до регулюючих клапанів при відкритих ГПЗ і АСК;

низькі початкові (стартові) параметри пари, що забезпечують можливість повного відкриття усіх регулюючих клапанів турбіни після включення генератора в мережу;

знижений вакуум в конденсаторі на початковій стадії розтоплення котла, що забезпечує сприятливі умови для рівномірного і інтенсивного прогрівання вузлів турбіни на цьому відрізку часу і сприяючий зменшенню охолодження паровпускних частин ЦВТ і ЦСТ ущільнюючою парою при пусках блоку з гарячого і незахололого станів;

використання пускових вприсків і парових байпасів для регулювання температури свіжої і повторно перегрітої пари

використання РР для виведення продуктів корозії металу з пароводяного тракту блоку і забезпечення парою деаератора при пуску блоку;

прогрівши систему проміжного перегрівання (якщо він потрібний) парою з ЦВТ турбіни при частоті обертання роторів 800 1/хв, закритих ЗК ЦСТ і відкритих скиданнях з гарячих паропроводів проміжного перегрівання.

7.2. Загальні положення

Залежно від теплового стану устаткування, що визначає особливості технології пуску блоку і часу простою, режими пусків діляться на наступні 4 групи:

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

з холодного стану - при температурі металу товстостінних елементів котла менше 80 °С, металу паровпуска ЦВТ не більше 150 °С і ЦСТ-1 не більше 100 °С;

з незахололого стану - при температурі металу товстостінних елементів котла більше 80 °С і температурі металу в зоні паровпуска ЦВТ 150÷400 °С і паровпуска ЦСТ-1 100÷400 °С;

з гарячого стану - при температурі металу паровпусків ЦВТ і ЦСТ-1 більше 400 °С і простою більше 30 хвилин;

з гарячого резерву при просте менше 30 хвилин, збереження тиску в пароводяному тракті - котла і температурі в поворотній камері не нижче 400 °С; температура металу паровпусків ЦВТ і ЦСТ-1 більше 400 °С.

Обігрів фланців і шпильок турбіни має бути використаний тільки при температурі металу її паровпускних частин менше 300 °С. Через 5÷10 хвилин після включення генератора в мережу, подати пар на фланцеве з'єднання корпусу ЦВТ турбіни. При частоті обертання ротора турбіни 3000 об/хв, включити обігрів фланцевого з'єднання ЦСТ-І.

Відключення системи обігріву фланцевого з'єднання ЦСТ-1 і ЦВТ провести після закінчення вантаження і досягнення температури свіжої пари і пари промперегріву перед турбіною 540 °С.

Основним показником, що характеризує витрату палива при пуску котла на сепараторному режимі, необхідним для забезпечення графіку-завдання пуску блоку, являється температура середовища перед вбудованою засувкою (ВЗ). Величина температури газів в поворотній камері при пусках з гарячого стану і гарячого резерву визначається умовами забезпечення надійного температурного режиму вимкненого пароперегрівача.

Забруднення виводяться з циклу при розтопленнях котла на сепараторному режимі шляхом скидання води з розширювача Р-20 в циркудовід або на БОУ через конденсатор.

При пуску блоку після простою більше 3-х діб повинен передбачатися спеціальний час для відмивання пароводяного тракту до ВЗ. При менш тривалому

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ				

простою, спеціальний час відмивання не передбачається; забруднення з пароводяного тракту блоку виводяться за час, передбачений графіком-завданням на сепараторну фазу пуску. При пуску блоку після простоїв більше 3-ої доби, пароводяний тракт до ВЗ відмивається при вогневому підігріванні і температурі середовища перед ВЗ рівною 180-220 °С. Відмивання пароводяного тракту закінчується при зниженні змісту в поживній воді на вході в котел з'єднань заліза і кремнієвої кислоти до 100 мкг/кг, міді - до 20 мкг/кг і жорсткості - до 3 мкг/кг. Перемикання скидання води на БОУ проводиться при зменшенні змісту з'єднань заліза (у перерахунку на Fe) і кремнієвої кислоти (у перерахунку на SiO₃) в скидній воді до 300 мкг/кг, жорсткість - менше 10 мкг/кг.

Пуск блоку забороняється у випадках:

1. Наявності умов, що забороняють пуск основного устаткування;
2. Несправності будь-якої з технологічних захистів, діючих на зупин устаткування блоку;
3. Несправності пристроїв дистанційного керування оперативними регулюючими органами, а також арматурою, використовуваною при ліквідації аварійних положень;
4. Неготовності до включення блокової установки (БОУ), що знесолює;
5. Ушкодження опор і пружинних підвісок трубопроводів.

Розтоплення котла забороняється у випадках:

1. Несправності блокувань і пристроїв захисту, діючих на зупин котла;
2. Наявності свищів в поверхнях нагріву котла, пароводяних і поживних трубопроводах;
3. Наявності течі і ширянь в арматурі;
4. Наявності відкладень сажі на поверхнях нагріву котла;
5. Несправності клапанів на паропроводах гострої пари, промперегріву, Р-20 і Д-7 ата;
6. Захаращення устаткування і відсутності робочого і аварійного освітлення робочих місць і БЩУ;

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ				

7. недостатньої або повної відсутності засобів пожежогашінні;

8. Несправності показників положення Д-1, Д-2, Д-3;

9. Роботи конденсатора на одній половинці по циркуді;

10. Несправності реєструючих приладів:

- температури гострої пари по кожній нитці;

- температури вторинного пара по кожній нитці;

- витрати поживної води на котел;

- тиск пари за котлом.

11. Несправності показуючих приладів :

- температура середовища на виході з СРЧ;

- температура води на виході з ВРЧ;

- температура середовища перед ВС;

- розпалювальної витрати живильної води;

- тиск середовища перед ВЗ;

- температура пазів в поворотній камері;

- температура газів перед РВП;

- температура середовища на вході в НРС;

- перепад тиску між топкою і "шатром".

Пуск турбіни забороняється у випадках:

1. Відхилення показників теплового і механічного стану турбіни від допустимих значень:

- викривлення роторів не повинне перевищувати 0.05 мм;

- різниця температур свіжої пари і пари промперегріву по нитках не повинна перевищувати 15 °С;

- різниця температур "верх-низ" ЦВТ і ЦСТ-1 не повинна перевищувати 50 °С;

- різниця температур між правим і лівим фланцями не повинна перевищувати 10 °С;

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- температура фланців ЦВТ і ЦСТ-1 не має бути вище за температуру шпильок, але не більше 20 °С;
- різниця температури фланця і середньої температури стінки циліндра в одному перерізі не повинна перевищувати 15 °С;
- осьове зрушення більше $\pm 0.9\text{мм}$;
- відносне розширення

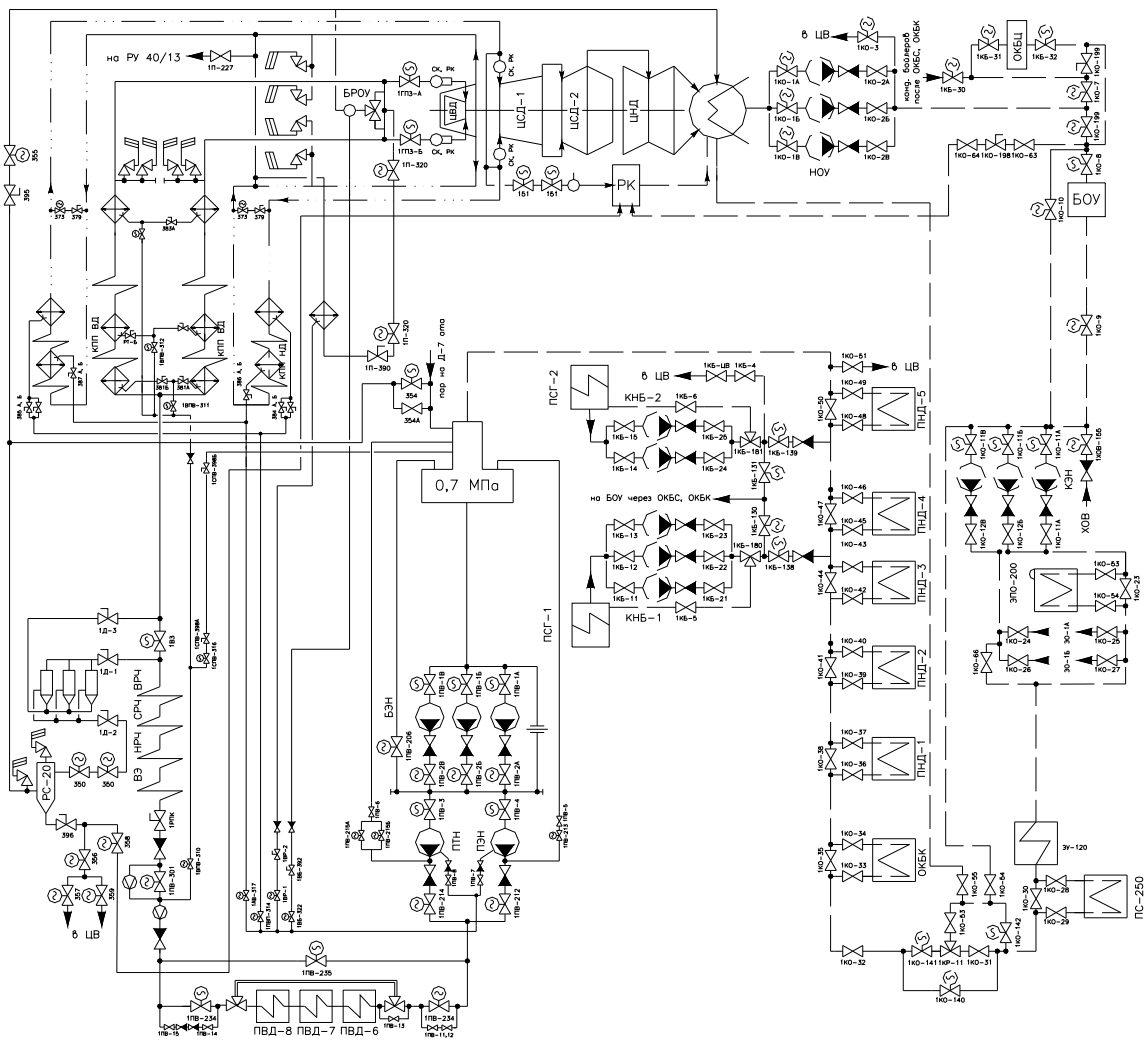


Рисунок 7.1. – Пускова схема енергоблока

ОРР:	Max:	Min:
ЦВТ	+ 4.5 мм	- 1.8 мм
ЦСТ-1	+ 3.5 мм	- 2.5 мм

ЦСТ-2 + 4.0 мм - 4.5 мм

ЦНТ + 6.0 мм - 5.5 мм

де "+" – подовження ротора; "-" – укорочення ротора;

2. Несправності хоч би одного з захистів, діючих на зупин турбіни;

3. Дефектів системи регулювання і паророзподілення, які при скиданнях навантаження можуть привести до розгону турбіни від гострої пари, пари відборів або пари промперегріву;

4. Несправності одного з масляних насосів мастила, ущільнення валу генератора або пристроїв їх автоматичного включення (АВР);

5. Відхилення якості масла від нормам на експлуатаційні масла або зниження температури масла нижче 40 °С або підвищення вище 45 °С;

6. Відхилення якості свіжої пари від норм.

Підвищення оборотів турбіни забороняється у випадках:

1. Відхилення стрілок приладів викривлення роторів більше 0.02 мм;

2. Підвищення вібрації при частоті обертання ротора менш 1500 об/хв вище 0.02 мм, а при частоті обертання вище 1500 об/хв і роботою під навантаженням вище 0.03 мм.

Пуск блоку з будь-якого теплового стану робиться на сепараторному режимі за уніфікованою технологією, основними особливостями якої являються :

- заповнення водою тракту котла до ВЗ і проведення початкового етапу розтопки при відсічному тракті після ВЗ.

- поєднаний з розворотом роторів турбіни прогрів системи промперегріву який робиться свіжою парою через ЦВТ турбіни при частоті обертання ротора 800 об/хв при закритих регулюючих клапанах ЦСТ-1 і відкритих скиданнях ГПП при зниженому рівні вакууму 0.65 кгс/см² (500 мм. рт.ст.) в конденсаторі.

Знижений рівень вакууму підтримується з метою:

- зменшення охолодження паровпускних частин ЦВТ і ЦСТ-1 ущільнюючою парою на етапі розтоплення котла - при пусках з гарячого і незахололого стану.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ				

- інтенсифікація прогрівання РСД при витримці на частоті обертання роторів 800 об/хв - при пусках з холодного стану.

- використання для регулювання температури свіжої пари пускових вприсків в головні паропроводи пари для регулювання температури вторинної пари парових байпасів промперегрівача.

- використання розпалювального розширювача для виведення забруднень з циклу при пусках блока.

При пусках блоку з холодного стану попереднє прогрівання головних паропроводів до подачі пари в турбіну завершується після підвищення температури гострої пари перед стопорними клапанами турбіни до 220-230 °С, при якій забезпечується перевищення температури пари над температурою насичення на 50-60 °С і виключається попадання в турбіну вологої пари.

При пусках з незахоллого і гарячого стану умовами завершення попереднього прогрівання усієї траси головних паропроводів до регулюючих клапанів є:

прогрівання головних паропроводів перед ГПЗ до температури металу верху ЦВТ в зоні паровпуска;

- прогрівання стопорних клапанів до температури, що відрізняється від температури металу верху ЦВТ в зоні паровпуска, не більше 50 °С.

- прогрівання ділянок перепускних труб безпосередньо за регулюючими клапанами перенесенням тепла від гарячого клапана по металу труб впродовж 30 хвилин після завершення прогрівання блоків клапанів (при пусках після простою 18-55 годин), пуск блоку без попереднього прогрівання системи промперегріву може вироблятися при наступному початковому тепловому стані устаткування :

- температура металу кінцевих ділянок паропроводів перед ЦСТ-1 турбіни (на тій, що нижній утворює паропроводу у кінці горизонтальної ділянки перед підйомом до ЦСТ-1) не менше 100 °С.

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- різниця температур металу ЦСТ-1 в зоні паровпуска і основної траси паропроводів (на тій, що нижній утворює паропроводу перед останнім гибом горизонтальної ділянки) не більше 80 °С.

За цих умов подача пари в турбіну робиться при відкритих відсічних клапанах і скиданнях з гарячого промперегріву. Після підвищення частоти обертання до 500 об/хв скидання з гарячого промперегріву закриваються.

Для турбін Т-250/300-240-2 відкриття усіх або більшість регулюючих клапанів на етапі підвищення частоти обертання приводить до глибокого охолодження паровпуска ЦВТ парою, що проходить через відносно довгі перепускні труби. Тому операція зниження тиску свіжої пари частковим прикриттям клапанів Д-3 перед поштовхом ротора не застосовується.

Підключення ПВТ по воді при пуску блоку повинне робиться до розвороту турбіни, а по парі - на холостому ходу або відразу при включенні в мережу. При пусках блоку з гарячого стану величина росту температури ПВ (поживної води) при початковому навантаженні генератора не повинна перевищувати 50 С, інакше тривалість набору початкового навантаження має бути не менше 5 хвилин.

При ступінчастому відкритті засувки подачі гріючої пари в ході підключення ПВД після ремонту не допускати скачки температури ПВ за останнім ПВТ більше 20 °С, а інтервали між скачками мають бути на менше 15хв.

При пусках з холодного і незахололого стану до досягнення тиску 5 МПа (до включення ПЕН) не допускати швидкість підвищення температури ПВ на котел більше 2 °С/хв. При тиску вище 5 МПа швидкість підвищення температури може бути підвищена до 5 °С/хв.

При зупинках, розхолоджування трубопроводів ПВ робити із швидкістю зниження температури живильної води :

- до 10 °С/хв. тільки після попереднього зниження тиску перед РПК до 26 МПа;
- до 15 °С/хв. після зниження тиску перед РПК (регулюючим живильним клапаном) до 26 МПа.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ				

В цілях недопущення росту втомного навантаження, сприяючих розвитку тріщин :

- при експлуатації блоків в режимі ковзаючого тиску допускається одне-кратне щодобове зниження тиску в ТЖВ (трубопроводах живильної води) на величину не більше 26 МПа;

- не перевищувати 20 пусків блоку з холодного і незахоллого стану і 10 відключень ПВТ в рік.

Експлуатаційні гідравлічні випробування ТЖВ, що мають корозійно-втомні ушкодження робити при температурі ПВ нижче 80 °С і тиском не вище максимального робочого.

Гідравлічні випробування згідно з Правилами Держнаглядохоронпраці робити при температурі не нижче 80 °С і тиском рівному 1.25 максимального робочого тиску. При цьому мають бути передбачені додаткові заходи безпеки.

7.3. Передпускові операції

Передпускові операції по ТГ починаються із заповнення генератора воднем.

Підготувати до роботи систему регулювання :

- заповнити бак САР до 300-400 мм за шкалою покажчика рівня;
- перевірити сигналізацію граничного рівня в баку.

Зібрати теплову схему.

Подати технічну воду на підшипники допоміжного устаткування, перевірити тиск води в колекторі водогасіння РВП.

Зібрати схему регенерації низького тиску по воді, відсмоктуванням повітря з каскадним відведенням дренажу грючої пари на конденсатор, включити автоматику регулювання рівня в підігрівачах. ПВТ включають в роботу по воді тільки при роботі ПЕН.

Заповнити конденсатор турбіни знесоленою водою з БЗК до розпалювального рівня.

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Дати воду на заповнення Д-7 ата до робочого рівня, включити регулятор рівня в конденсаторі і Д-7 ата.

Подати конденсат в систему примусового відкриття зворотних клапанів турбіни. Зібрати електричну схему КОС і випробувати їх роботу. Швидкодія системи КОС має бути не вище за 1 сек.

Зібрати схему деаерації поживної води :

- закрити засувки на напорі ПЕН, ЖТН, промступені ПЕН, ЖТН, перевірити відкриття рециркуляції цих насосів;

- підготувати і включити в роботу один БЕН. Відкрити його напірну засувку і рециркуляцію, не допускаючи перевантаження електродвигуна насоса;

- ущільнити насоси ПЕН, ЖТН конденсатом;

- відкрити засувки на натиску інших БЕН і випробувати АВР бустерних насосів в повному об'ємі;

закрити засувки від четвертого і п'ятого відборів на Д-7 ата, засувку після РУ 40/13, засувку подачі пари на ущільнення турбіни від Д-7 ата, перемичку по парі від Р-20 на Д-7 ата, засувку відсмоктування з штоків клапанів на Д-7 ата;

- трохи відкрити випар в атмосферу з Д-7 ата;

- відкрити дренажі колектора власних потреб і відсмоктування з штоків клапанів на деаератор за засувкою. Відкрити регулятор 285;

- повільним відкриттям засувки 222 подати пару на Д-7 ата, підняти тиск в Д-7 ата до 0.2,0.3 ата;

- оглянути установки деаератора, продути водомірні стекла, звірити їх з показаннями приладів на БЩУ і в релейному залі, зібрати робочу схему дренажів колектора грючої пари .

Прогріти через дренажі перед засувкою паропровід подачі пари на ущільнення і ежектора.

Прогріти і поставити під тиск парове кільце котла, переконавшись в закритті вентилів на продування і продувку мазутних форсунок.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ				

Підготувати схему паропроводів блоку до розтоплення, для чого відкрити ГПЗ-А, Б, БРОУ, 322, дренажі вхідних камер тракту СКД котла за ВЗ і промперегріву, дренажі до і за ГПЗ, блоків клапанів ЦВТ і перемички між ними, дренажі паропроводів гарячого і холодного промперегріву і корпусів ЦСТ-1, 151, дренажі паровпуску ЦВТ, внутрішнього циліндра ЦВТ, паропроводів турбіни до відключаючої арматури, паровпуску ЦСТ-1.

Зібрати схему пароводяного тракту котла і розпалювальних трубопроводів для заповнення котла водою і прокачування води по контуру Д-7 ата тракт до ВЗ вбудовані сепаратори Р-20 циркуловоди.

Включити в роботу основні і пускові ежектора і почати набір вакууму. Подати пар на ущільнення турбіни і включити в роботу регулятори 182, 183. Встановити вакуум в конденсаторі не менше 0.65 кгс/см^2 (близько 500 мм.рт.ст.). Відкрити СК ЦВТ і ЦСТ-1 за допомогою механізмів ходіння і закрити РК ЦСТ-1.

Після закінчення передпускової деаерації, при змісті O_2 в живильній воді не більше 10 мкг/кг і температурі жильної води $80 \text{ }^\circ\text{C}$, приступити до заповнення котла водою від БЕН.

Після попередньої підготовки ПЕН згідно інструкції з експлуатації поживної установки, включити ПЕН з відкритою рециркуляцією; клапаном Д-1 і плавним вантаженням гідромуфти підняти тиск до ВЗ до 250 кгс/см^2 і включити регулятор тиску перед ВЗ (Д-1 ® на автомат).

При роботі ПЕН, включити в роботу ПВТ.

Подальше відмивання котла вести спільно з ПВТ.

Провести прокачування води впродовж 10 хвилин витратою 270 т/години

Примітка: Видимій витраті води впродовж 270 т/година при температурі $100\text{-}150 \text{ }^\circ\text{C}$ відповідає дійсна витрата води 300 т/години

Включити димосос, дуттьової вентилятор, РВП, ДРГ.

Провентильовати газоповітряний тракт котла. При розтопленні на мазуті повисити температуру повітря перед РВП не менше чим до $70 \text{ }^\circ\text{C}$.

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При розтопленні котла на газі, підготувати газопроводи згідно інструкції з експлуатації газового господарства.

При розтопленні на мазуті, поставити під тиск і прогріти мазутопроводи котла. Встановити розпалювальний тиск і температуру мазуту перед форсунками.

7.4. Пуск енергоблока з холодного стану

Блок вважається холодним, якщо котел і паропроводи повністю розхолоджені (менше 80 °С), найбільша температура металу ЦВТ турбіни не перевищує 150 °С, а найбільша температура металу ЦСТ-І не більше 100 °С.

При вакуумі в конденсаторі 65 кПа (500 мм.рт.ст.), стійкій підтримці розпалювальної витрати в котел і тиску перед ВЗ 25 МПа, робиться розпалювання чотирьох форсунок нижнього ярусу.

При проведенні водного відмивання встановлюється початкова витрата палива 7÷8% від номінальної витрати палива (Вн) виходячи з отримання температури середовища до ВЗ 180÷220 °С.

Після розпалу однієї-двох форсунок (пальників) відкривається Д-3. Включається впорскування пароприймальні пристрої конденсатора.

При 3 ата, відкривається скидання÷підвищенні тиску середовища в Р-20 до 2 з Р-20 в конденсатор по пару і включається регулятор тиску в Р-20 1.6-1.8 МПа. Встановити рівень води в Р-20 і включити регулятор рівня.

При Ж = 10 мкг-екв/кг, з'єднання заліза і:аналізах живильної води до ВЗ кремнію одно 300 мкг / кг перекладається скид води з Р-20 в конденсатор.

З 220 вводиться в роботу впорскування. При підвищенні температури пари в скидному трубопроводі після БРОУ до 180.

З моменту підключення пароперегрівача, контролюються швидкості прогрівання металу паропроводів і блоків клапанів ЦВТ.

Не допускається збільшення швидкості прогріву понад величин:

4 °С / хв - при температурі металу від 50 до 200 °С;

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 °C/ хв - при температурі металу від 200 до 300 °C;

2 °C/ хв - при температурі металу від 300 до 400 °C;

1 °C / хв - при температурі металу від 400 °C і вище.

При появі надлишкового тиску за котлом і температурі пара на 30 - 40 °C вище температури вихлопу ЦВТ, починається прогрів системи промперегріву підключенням розтопочного РУ 160/10.

При досягненні температури металу вихлопу ЦВТ рівній температурі металу внутрішнього ЦВТ, відкриваються дренажі перепускних труб. Швидкість прогрівання металу перепускних труб 20 °C / хв при простої більше 18 годин.

Починається підйом параметрів. Швидкість підйому температури до ВЗ не повинна перевищувати 5÷8°C/хв. Підвищуються тепловиділення в топці до 14÷15%, температура газів в поворотній камері не більше 400÷420 °C і температура середовища до ВЗ 290÷300 °C.

Досягнувши температури середовища до ВЗ 240 °C переводиться живлення парю Д-7 ата з Р-20.

При підвищенні температури металу паропроводів ГПП до 120 °C, піднімається тиск пари в системі промперегріву до 8÷10 ати. Швидкість прогрівання в даному режимі не більше 10 °C/хв.

При температурі свіжої пари за пусковим уприскуванням 280 °C включається в роботу пускове уприскування і його регулятор для підтримки заданої температури. Включається регулятор тиску води в системі вприсків, підтримуючи перепад тиску на вприсках на рівні 5 МПа.

При температурі середовища до ВЗ близько 250 °C починається прикриття клапана Д-2 (скидання середовища в Р-20).

При стабільному режимі на котлі і стійких параметрах свіжої пари з температурою 280÷300 °C, тиску 0.8-1.0 МПа, прогріваються паропроводи промперегріву і перепускні труби до температури 160÷180 °C.

При підвищенні температури металу головних паропроводів до 120÷130 °C, температури пари в СК ЦВТ до 220÷230 °C і тиску 0.8-1.0 МПа контролюються

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

параметри перед поштовхом турбіни : викривлення роторів не повинно перевищувати 0.05 мм;

- різниця температур свіжої пари і пари промперегріву по нитках не повинна перевищувати 15 С;

- різниця температур "верх-низ" ЦВТ і ЦСТ-1 не повинна перевищувати 50 °С;

- різниця температур між правим і лівим фланцями не повинна перевищувати 10 °С;

- температура фланців ЦВТ і ЦСТ-1 має бути вище за температуру шпильок, але не більше 20 °С;

- різниця температури фланця і середньої температури стінки циліндра в одному перерізі не повинна перевищувати 15 °С;

$T_{оп}$ та $T_{шт}$;

$P_{оп}$;

вакуум;

температура масла.

відносне розширення роторів :

ОРР:	Max:	Min:
ЦВТ	+ 4.5	- 1.8
	мм	мм
ЦСТ-1	+ 3.5	- 2.5
	мм	мм
ЦСТ-2	+ 4.0	- 4.5
	мм	мм
ЦНТ	+ 6.0	- 5.5
	мм	мм

де "+" – подовження ротора; "-" – укорочення ротора;

За відсутності заборон на поштовх турбіни, знепарюється система промперегріву і відкриттям РК турбіни робиться поштовх ротора. Впродовж 15

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

хвилин підвищується частота обертання до 800 об/хв для ретельного прослуховування турбіни.

При підвищенні температури пари в скидних трубопроводах промперегріву до 180÷200 °С вводиться в роботу вприскування.

Досягнувши температури металу ЦВТ 170÷200 °С і температури металу ділянки паропроводу перед ЦСТ-1 не менше 100 °С, подається пара в ЦСТ-1 для чого відкрити РК ЦСТ. Простежити, що засувки 151 закрита.

Загальний час витримки на 800 оборотах - 90 хвилин. Вакуум в конденсаторі до кінця витримки має бути не гірше 85 кПа (650 мм.рт.ст.).

За 20-30 хвилин до закінчення витримки турбіни на 800 оборотах, збільшується витрата палива до 21÷22% номінального; за 15 хвилин до закінчення витримки починається підвищення вакууму в конденсаторі до номінального, підтримуючи частоту обертання ротора на рівні 800 об/хв.

Досягши вакууму в конденсаторі не менше 95 кПа (680÷690 мм.рт.ст.) починається підвищення частоти обертання ротора з 800 про/мін до 3000 про/мін на протязі 10 хвилин. При підйомі частоти обертання вище 1000 оборотів слід мати на увазі, що частоти обертання 1090, 1810, 2025, 2370, 2530 необхідно проходити швидко, не допускаючи значного підвищення вібрації.

При досягненні в СК ЦСТ-1 температури пари 270 °С включаються в роботу парові байпаси проміжного пароперегрівача, і підтримується температура відповідно до графіку-завдання.

При частоті обертання ротора турбіни 3000 про/мін включається обігрів фланців і шпильок ЦСТ-1.

Примітка: Робота турбоустановки на неодруженому ходу в зоні максимальної частоти обертання допускається в межах 10÷15 хвилин. Тривалість роботи на холостому ходу може бути збільшена, якщо відносні подовження роторів турбіни, температура вихлопної частини ЦНТ і інші критерії роботи турбіни не перевищують допустимих.

Досягши вакууму в конденсаторі не менше 95 кПа (680,690 мм.рт.ст.)

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

почати підвищення частоти обертання ротора з 800 про/мін до 3000 про/мін впродовж 10 хвилин. При підйомі частоти обертання вище 1000 оборотів слід мати на увазі, що частоти обертання 1090, 1810, 2025, 2370, 2530 необхідно проходити швидко, не допускаючи значного підвищення вібрації.

При досягненні в СК ЦСТ-1 температури пари 270 °С включити в роботу парові байпаси проміжного пароперегрівача і підтримувати температуру відповідно до графіку-завдання.

При частоті обертання ротора турбіни 3000 про/мін включити обігрів фланців і шпильок ЦСТ-1.

Синхронізувати ТГ.

Узяти електричне навантаження приблизно 20 МВт, відкрити усе РК установкою поршня сервомотора ЦВТ в положення, що відповідає повороту кулачкового валу за шкалою 110, закрити БРОУ і вприски, відключити уприскування в пароприймальні пристрої конденсатора.

Закрити дренажі паропроводів свіжої пари і пари промперегріву, перепускних труб, циліндрів і відборів турбіни.

Збільшити витрату палива понад 22,23% номінального для перекладу котла на прямоточний режим і вантаження блоку до 90,100 МВт відповідно до графіку-завдання.

Закрити дренажі паропроводів свіжої пари і пари промперегріву, перепускних труб, циліндрів і відборів турбіни.

Збільшити витрату палива понад 22-23% номінального для перекладу котла на прямоточний режим і вантаження блоку до 90-100 МВт відповідно до графіку-завдання.

Через 5-10 хвилин після включення генератора в мережу подати пару на обігрів фланців і шпильок ЦВТ.

Прогріти ЖТН.

При навантаженні блоку 50-90 МВт відключити парові байпаси промперегріву і включити в роботу пускове уприскування в ГПП.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ				

При навантаженні 70,80 МВт перевести деаератор на живлення парою від ІV -го відбору.

В процесі підвищення тепловиділення в топці і досягнення температури середовища до ВЗ 410 °С, клапан Д-2 на скиданні з сепараторів повністю закривається, і котел переводиться на прямоточний режим з дроселюванням в тракці котла. Перекриття Д-2 в процесі підвищення температури середовища перед ВЗ робити виходячи з отримання температури пари за першою поверхнею після ВЗ вище температури, чим до ВЗ не менше 15-20 °С. Відключити розпалювальний розширювач.

Подальше вантаження робиться збільшенням витрати поживної води і витрати палива, підтримуючи співвідношення "вода-паливо-повітря". При цьому не допускати перевищення граничних параметрів по радіаційних поверхнях нагріву (основним контролем за температурою є контроль температури пари за ВРЧ).

При навантаженні 60 МВт включити зливні насоси ПНД.

Продовжити вантаження блоку відповідно до графіку-завдання шляхом збільшення навантаження котла.

При навантаженні не менше 120 МВт включити нижній опалювальний відбір відповідно до інструкції з експлуатації установки теплофікації блоку. Мінімальне навантаження блоку, при якому робиться включення ПСГ-1, визначена з урахуванням виходу котла на прямоточний режим.

При витраті поживної води на котел 450 т/годину, додатково включити по одному НОУ, КЭН, БЭН.

При витраті живильної води на котел 500 т/годину, виконати перехід з ПЭН на ПТН згідно інструкції з експлуатації поживної установки. Встановити перемикач блокування ПЭН в положення АВР після позитивного опресовування зворотного клапана.

При навантаженні не менше 150 МВт і не більше 250 МВт включити в роботу верхній опалювальний відбір згідно інструкції з експлуатації теплофікації установки блока.

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Збільшенням продуктивності котла і підвищенням тиску свіжої пари до 13 МПа, підвищити навантаження до 180 МВт відповідно до графіку пуску-вантаження. Температуру пари перед ГПЗ і пара після промперегріву підвищити до 450 °С. Поставити БРОУ на автомат.

При навантаженні 180 МВт витримати турбіну впродовж 20 хвилин. Впродовж цього часу:

- плавно прикриваючи РК турбіни і одночасно відкриваючи клапан Д-1 підвищити тиск за котлом до 23 МПа;
- при перепаді на ВЗ не більше 3,0 МПа, плавно відкрити ВЗ;
- РК турбіни встановити за котлом номінальний тиск 24-25 МПа.
- включити в роботу ВТРМ.

Температура свіжої пари і промперегріву при цьому має бути 470 °С.

Перевести систему вприсків на повний тиск.

Продовжити вантаження блоку із швидкістю 2-3 МВт/хв. Досягши заданого навантаження продовжити підвищення температури свіжої пари і пари промперегріву відповідно до графіку пуску і вантаження.

При навантаженні блоку більше 230 МВт, перевести живлення калориферів котла від VI відбору.

При стабільній роботі Д-7 ата на номінальному тиску подати пару з Д-7 ата на ущільнення і ежектора.

Системи обігріву фланцевих з'єднань корпусів ЦВТ і ЦСТ-1 відключити по закінченню вантаження і досягнення номінальних температур пари перед турбіною.

Переклад конденсату гріючої пари ПВД на Д-7 ата робиться після закінчення відмивання парового простору ПВД при витраті поживної води не більше 600 т/година і навантаженню не менше 80,90 МВт.

Включення РУ 40/13 зробити при тиску пари на виході з ЦСТ 1.3-1.5 МПа.

Примітка: Такий варіант пуску з неохолодженого стану приймається при температурі металу труб 160 С.

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

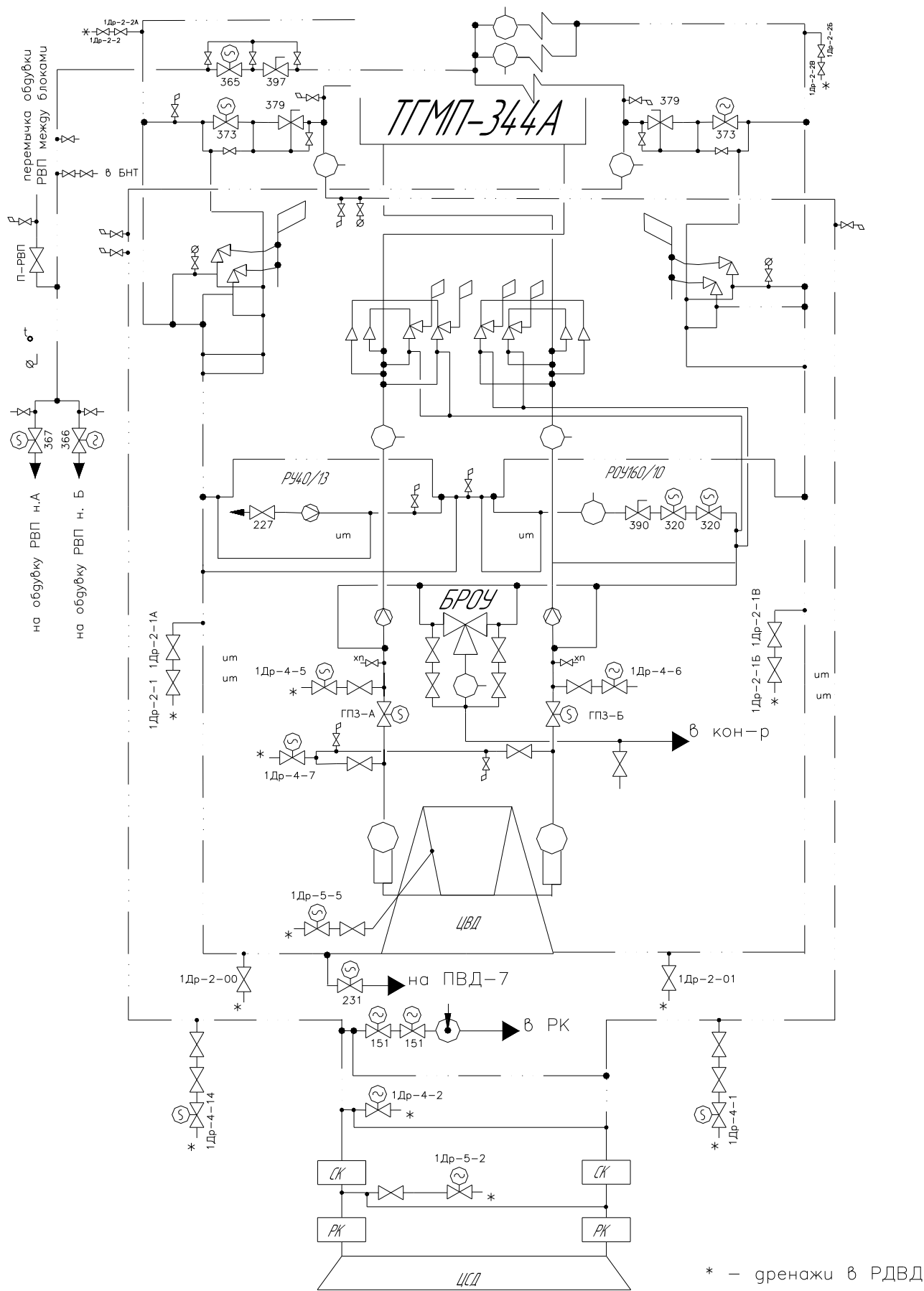


Рисунок 7.3 – Схема головних паропроводів котла

				Арк.	
НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

7.5. Пуск блоку з незахоллого стану без прогрівання паропроводів ППП

Пускові операції аналогічні описаним вище. Далі будуть відмічені особливості пускового режиму.

Після встановлення розпалювальної витрати води, закінчення вентиляції при тиску середовища перед ВЗ 25 МПа, зробити розпалювання форсунок. Встановити витрату палива на рівні:

- 14÷15% номінального при пуску після простою 60÷90 годин;

- 17÷18% номінального після простою близько 55 годин;

21÷22% номінального потім простою менше 18 годин, для чого включити всі пальники нижнього ярусу.

Примітка:

Для виключення теплових ударів у ВС при пусках з неохоложеного стану, необхідно після зупину менш ніж на 15-20 годин, зробити розхолодження тракту до ВЗ і ВС до 300 °С.

При температурі середовища перед ВЗ не менше 200-240 °С, перевести Д-7 ата на пару з Р-20 відкриттям засувки 354. Закрити подачу пари від колектора 13 ата на Д-7 ата. Надлишки пари скидати в конденсатор. Підвищити установку регулятора тиску в Д-7 ата до 0.6 МПа.

При підвищенні температури пари в скидному трубопроводі БРОУ до 180-200 °С, включити уприскування.

Після відкриття клапанів Д-3, збільшити витрату палива :

- при пусках після простою від 18-55 годин - до 21-22% номінального.

- при пусках після простою менше 18 годин - 30% номінального, при цьому температура свіжої пари за котлом має бути не більше 530 °С.

До моменту подачі пари в турбіну підняти вакуум до номінального значення.

Поштовх ротора турбіни робити після підвищення температури металу паропроводів перед ГПЗ до температури верху паровпуску ЦВТ, зменшення різниці температур металу верху паровпуску ЦВТ і стінки СК ЦВТ до 50 °С і при

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

температурі свіжої пари за пусковим уприскуванням на 100 З вище за температуру металу верху ЦВТ.

Прогрівши системи промперегріву при частоті обертання 800 про/мін робити виходячи з підвищення температури металу ділянок паропроводів перед ЦСТ-1 не менше чим 100 °С і зменшення різниці температур металу основної траси паропроводів і верху паровпуску ЦСТ-1 до 80 °С.

Системи обігріву фланцевих з'єднань корпусів ЦВТ і ЦСТ-1 відключити по закінченню вантаження і досягнення номінальних температур пари перед турбіною.

7.6. Пуск блоку з незахололого стану із застосуванням розпалювального РУ 160/10

Пуск блоку з незахололого стану із застосуванням розпалювального РУ 160/10 робиться в тих випадках, коли температура металу перепускних труб нижче 160 °С. Використовувати розпалювальне РУ можна тоді, коли пуск блоку робиться з незахололого стану з прогріванням паропроводів промперегріву.

Пускові операції аналогічні описаним вище. Далі будуть відмічені особливості пускового режиму.

Зібрати схему пароводяного тракту котла і розпалювальних трубопроводів для заповнення котла водою і прокачування води по контуру

Д-7 ата → тракт до ВЗ → вбудовані сепаратори → Р-20 → циркуводоводи.

Включити в роботу основні і пускові ежектора і почати набір вакууму. Подати пар на ущільнення турбіни. Встановити вакуум в конденсаторі не менше 65 кПа (близько 500мм.рт.ст.)

Перевірити, що СК турбіни закриті.

Підготувати до пуску РВП і ТДМ котла.

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зібрати схему газоповітряного тракту котла, після закінчення передпускової деаерації, при зміні O_2 в поживній воді не більше 10 мг/кг і температурі поживної води ≥ 80 °С, приступити до заповнення котла водою від БЭН.

Включити ПЭН з відкритою рециркуляцією; клапаном Д-1 і плавним навантаженням гідромурфи підняти тиск до ВЗ до 25 МПа і включити регулятор тиску перед ВЗ (Д-1 → а автомат).

Провести прокачування води впродовж 10 хвилин витратою 270 т/години

Провентилувати газоповітряний тракт котла. При розтопленні на мазуті підвищити температуру повітря перед РВП не менше чим до 70 °С.

При розтопленні котла на газі, підготувати газопроводи згідно інструкції з експлуатації газового господарства.

При розтопленні на мазуті, поставити під тиск і прогріти мазутопроводи котла. Встановити розпалювальний тиск і температуру мазуту перед форсунками.

При вакуумі в конденсаторі 65 кПа (500 мм.рт.ст.) стійкій підтримці розпалювальної витрати в котел і тиску перед ВЗ 25 МПа, зробити розпал чотирьох форсунок нижнього ярусу.

При проведенні водного відмивання встановити початкову витрату палива $7 \div 8$ % від номінальної витрати палива (V_n) виходячи з отримання температури середовища до ВЗ $180 \div 220$ °С.

При температурі товстостінних елементів тракту СКД більше 80 °С підключення пароперегрівача робити після підвищення температури середовища до ВЗ до 250 °С по наступній програмі:

- включити уприскування в пароприймальний пристрій конденсатора;
- відкрити клапана Д-3 на 5% по УП і зробити витримку $2 \div 3$ хвилини;
- з інтервалом в 1 хвилину відкривати клапана Д-3 по 5% до 30% по УП;
- з інтервалом в 1 хвилину відкрити клапана Д-3 по 10% до 50% по УП і далі відкрити повністю в один прийом.

Примітка: При підключенні вести ретельний контроль за швидкістю підвищення температури пари за ширмовим пароперегрівачем і за котлом, не

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

допускати підвищення швидкості прогрівання вище $5\div 8$ °С /мін до 400 °С. Температуру за ширмами тримати на $15\div 20$ °С вище за температуру насичення при даному тиску.

Включити уприскування пароприймального пристрою конденсатора.

Після підключення пароперегрівача встановити витрату палива до $22\div 23\%$ номінального.

Після відкриття Д-3, при температурі середовища перед ВЗ $250\div 260$ °С почати перекриття клапана Д-2.

При підвищенні тиску середовища в Р-20 до $2\div 3$ ати, відкрити засувку з Р-20 на конденсатор по парі (355) і включити регулятор 395 для підтримки тиску в Р-20 $1.6-1.8$ МПа. Встановити рівень води в Р-20 і включити регулятор рівня.

При аналізах поживної води до ВЗ $Же=10$ мкг.екв/кг, з'єднання заліза і кремнію дорівнює 300 мкг/кг, перевести скидання води з Р-20 в конденсатор.

При підвищенні температури пари в скидному трубопроводі після БРОУ до $180\div 220$ °С ввести в роботу уприскування.

При появі надмірного тиску за котлом і температурі пари на $30\div 40$ °С вище за температуру самої нагрітої частини ЦВТ, почати прогрівання системи промперегріву підключенням розпалювального РУ 160/10. Температуру за РУ підтримувати на такому ж рівні.

Для запобігання заохолодженню ЦВТ першими порціями пари, що поступив з ХПП, дренажі перепускних труб, циліндрів і відборів до відключаючої арматури відкривати тільки після того, як температура металу вихлопу ЦВТ дорівнюватиме температурі металу внутрішнього ЦВТ. Швидкість прогрівання металу перепускних труб : 20 °С /мін при просте більше 18 годин і 30 °С /мін при пусках з гарячого стану.

При аналізах поживної води до ВЗ $Же=3$ мкг.екв/кг, з'єднання заліза і кремнію дорівнює 100 мкг/кг приступити до підйому параметрів. Швидкість підйому температури до ВЗ не повинна перевищувати $5\div 8$ З/хв. Підвищити тепловиділення в топці до $14\div 15\%$, температура газів в поворотній камері не

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

більше 400÷420 °С і температура середовища до ВЗ 290÷300 °С.

Досягши температури середовища до ВЗ 240 °С перевести живлення парою Д-7 ата з Р-20, для чого.

При підвищенні температури металу паропроводів ГПП до 120 °С, підняти тиск пари в системі промперегріву до 8÷10 ати. Швидкість прогрівання в цьому режимі 10 °С /хв.

При температурі середовища до ВЗ близько 250 °С почати прикриття клапана Д-2, включивши його регулятор.

Прогрівання перепускних труб вести до отримання температури металу перепускних труб ЦВТ 160÷180 °С.

Відкриття дренажів до і за ГПЗ робити при температурі пари за котлом на 50 °С вище за температуру металу паропроводів до ГПЗ.

Відкриття ГПЗ робити плавно після підвищення температури металу до ГПЗ на 50 °С вище, ніж температури металу за ГПЗ і металу СК ЦВТ.

Прогрівши системи промперегріву закінчується досягши температури пари промперегріву перед ЦСТ-1 на 50 °С вище за температуру металу в зоні паровпуску і досягненні температури свіжої пари до СК на 50 °С вище за температуру металу внутрішнього циліндра ЦВТ. При закінченні прогрівання перепускних труб і системи промперегріву, відключити РУ 160/10 і знепарити промперегрів.

Включення пускових впрысків свіжої пари, їх регулятори і регулятори тиску води в системі впрысків, зробити при температурі свіжої пари за уприскуванням на 100 З вище за температуру металу верху паровпуску ЦВТ турбіни.

Поштовх ротора турбіни робити після підвищення температури металу паропроводів перед ГПЗ до температури верху паровпуску ЦВТ, зменшення різниці температур металу верху паровпуску ЦВТ і стінки СК ЦВТ до 50 °С і при температурі свіжої пари за пусковим уприскуванням на 100 °С вище за температуру металу верху ЦВТ.

Плавно за 10 хвилин відкриттям першого і другого РК довести частоту

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обертання ротора до 800 про/хв.

Прогрівши системи промперегріву при частоті обертання 800 про/мін робити виходячи з підвищення температури металу ділянок паропроводів перед ЦСТ-1 не менше чим 100 °С і зменшення різниці температур металу основної траси паропроводів і верху паровпуска ЦСТ-1 до 80 °С.

Плавним відкриттям РК підвищити частоту обертання ротора до 3000 об/хв при повному відкритті БРОУ.

• Після досягнення обертання ротора 3000 про/мін, вивести обмежувач потужності з роботи.

• При частоті обертання ротора турбіни 3000 про/мін:

• - включити обігрів фланців і шпильок ЦСТ-1;

• - перевірити автомат безпеки наливанням масла, згідно "Інструкції з експлуатації турбоагрегату Т-250/300-240-2 УТМЗ з допоміжним обладнанням Київською ТЕЦ-6".

Примітка: Робота турбоустановки на неодруженому ходу, в зоні максимальної частоти обертання допускається в межах 10÷15 хвилин. Тривалість роботи на холостом ходу може бути збільшена, якщо відносні подовження роторів турбіни, температура вихлопної частини ЦНТ і інші критерії роботи турбіни не перевищують допустимих.

Переконавшись в нормальній роботі ТГ приступити до його синхронізації. Зареєструвати час включення в мережу. Ввести захист турбіни.

Узяти електричне навантаження приблизно 20 МВт, відкрити усе РК установкою поршня сервомотора ЦВТ в положення, що відповідає повороту кулачкового валу за шкалою 110, закрити БРОУ і вприски, відключити уприскування в пароприймальній пристрій конденсатора.

Включити обігрів фланцевого з'єднання ЦВТ, якщо температура металу верху ЦВТ рівна або менше 360 °С.

Закрити дренажі паропроводів свіжої пари і пари промперегріву, перепускних труб, циліндрів і відборів турбіни. Збільшити витрату палива для

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ					

переходу котла на прямоточний режим і вантаження блоку до 90÷100 МВт відповідно до графіку-завдання.

Приступити до прогрівання ПТН. При навантаженні блоку 50÷90 МВт відключити парові байпаси промперегріву і включити в роботу пускове уприскування в ГПП.

При навантаженні 70÷80 МВт перевести деаератор на живлення паром від ІV -го відбору.

В процесі підвищення тепловиділення в топці і досягнення температури середовища до ВЗ 410 °С, клапан Д-2 на скиданні з сепараторів повністю закривається, і котел переводиться на прямоточний режим з дроселюванням в тракті котла. Прикриття Д-2 в процесі підвищення температури середовища перед ВЗ робити виходячи з отримання температури пари за першою поверхнею після ВЗ вище температури, чим до ВЗ 15-20 °С. Відключити розтопочний розширювач.

При навантаженні 60 МВт включити зливні насоси ПНД.

При навантаженні не менше 120 МВт включити нижній опалювальний відбір відповідно до інструкції з експлуатації установки теплофікації блоку. Мінімальне навантаження блоку, при якому робиться включення ПСГ-1, визначена з урахуванням виходу котла на прямоточний режим.

При витраті поживної води на котел 500 т/годину, виконати перехід з ПЭН на ПТН.

При навантаженні не менше 150 МВт і не більше 250 МВт включити в роботу верхній опалювальний відбір.

Збільшенням продуктивності котла і підвищенням тиску свіжої пари до 1.3 МПа, підвищити навантаження до 180 МВт відповідно до графіку пуску-вантаження. Температуру пари перед ГПЗ і пара після промперегріву підвищити до 450 °С.

При навантаженні 180 МВт витримати турбіну впродовж 20 хвилин. Впродовж цього часу:

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- плавно прикриваючи РК турбіни і одночасно відкриваючи клапан Д-1 підвищити тиск за котлом до 23 МПа;

- при перепаді на ВЗ не більше 3 МПа, плавно відкрити ВЗ;

- РК турбіни встановити за котлом номінальний тиск 24-25 МПа.

- включити в роботу ВТРМ.

Температура свіжої пари і промперегріву при цьому має бути 470 °С.

Продовжити вантаження блоку із швидкістю 2÷3 МВт/хв. Досягши заданого навантаження продовжити підвищення температури свіжої пари і пари промперегріву відповідно до графіку пуску і вантаження.

При стабільній роботі Д-7 ата на номінальному тиску подати пару з Д-7 ата на ущільнення і ежектора.

Системи обігріву фланцевих з'єднань корпусів ЦВТ і ЦСТ-1 відключити по закінченню вантаження і досягнення номінальних температур пари перед турбіною.

Переклад конденсату гріючої пари ПВД на Д-7 ата робиться після закінчення відмивання парового простору ПВД при витраті поживної води не більше 600 т/год і навантаженню не менше 80÷90 МВт. Включення РУ 40/13 зробити при тиску пари на виході з ЦСТ-1 1.3-1.5 МПа.

7.7. Пуск блока з гарячого стану

Пускові операції.

Переконатися в нормальній роботі устаткування блоку, яке не відключалося після зупину.

Перевірити роботу систем мастила турбіни, генератора, ПЭН, ПТН.

Підготувати до роботи систему регулювання.

Подати технічну воду на підшипники допоміжного устаткування, перевірити тиск води в колекторі водогасіння РВП.

Зібрати схему регенерації низького тиску по воді, відсмоктуванням повітря з каскадним відведенням дренажу гріючої пари на конденсатор, включити

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

автоматику регулювання рівня в підігрівачах. ПВД включають в роботу по воді тільки при роботі ПЕН.

Заповнити конденсатор турбіни знесоленою водою з БЗК до розпалювального рівня.

Дати воду на заповнення Д-7 ата до робочого рівня, включити регулятор рівня в конденсаторі і Д-7 ата.

Подати конденсат в систему примусового відкриття зворотних клапанів турбіни.

Зібрати схему деаерації поживної води.

Прогріти і поставити під тиск парове кільце котла переконавшись в закритті вентелів на продувку і розпил мазутних форсунок.

Включити в роботу основні і пускові ежектора і почати набір вакууму. Подати пару на ущільнення турбіни і включити в роботу регулятори 182, 183. Установити вакуум в конденсаторі не менше 65 кПа (близько 500 мм.рт.ст.).

Зібрати схему газоповітряного тракту котла.

При надмірному тиску, що зберігся, в тракті котла до ВЗ підготувати схему паропроводів блоку до розтоплення, для чого : відкрити БРОУ, дренажі вхідних камер тракту СКД котла за ВЗ і промперегріву, дренажі до і за ГПЗ.

Виконати операції по встановленню розпалювальної витрати і підвищенню тиску в тракті котла до ВЗ :

- - включити ПЕН на рециркуляцію і відкрити напірну засувку з максимальним ковзанням гідромуфти, при цьому РПК і клапан Д-2 залишити закритими, клапан Д-1 відкрити на 10÷15%. За допомогою гідромуфти встановити тиск за ПЕН на 3-4 МПа що вище зберігся в котлі;

- - дренувати і прогріти скидні трубопроводи зі ВС в Р-20;

- - при підвищенні тиску пари в Р-20 до 2÷5 ата, відкрити засувку на скиданні пари в конденсатор включити регулятор для підтримки тиску в Р-20 на рівні 1.6-1.8 МПа.

- - при появі рівня в Р-20 відкрити засувку на трубопроводі скидання води в

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

конденсатор (358) і включити регулятор рівня в Р-20 на автомат;

- - збільшуючи гідромуфтою ПЭН, встановити за ним тиск 27-28 МПа;
- - з початком росту тиску у ВС, підтримувати його на рівні близькому до початкового, відкриттям клапана Д-2;

- - плавно підвищити тиск середовища до ВЗ до 25 МПа, впливаючи на Д-1. Поставити Д-1 на автомат і почати зниження тиску у ВС із швидкістю 1.0 МПа/мін, котла.

За відсутності тиску в тракті котла, провести передпускову деаерацію поживної води. При змісті O₂ в поживній воді ≤ 10 мкг/кг і температурі поживної води ≥ 80 Із заповнити котел від БЕНів.

При роботі ПЭН, включити в роботу ПВД згідно інструкції конденсаційної і регенеративної установки. Подальше відмивання котла вести спільно з ПВД. Провести прокачування води впродовж 10 хвилин витратою 270 т/години

Провентилювати газоповітряний тракт котла. При розтопленні на мазуті підвищити температуру повітря перед РВП не менше чим до 70 °С.

При розтопленні котла на газі, підготувати газопроводи згідно інструкції з експлуатації газового господарства.

При розтопленні на мазуті, поставити під тиск і прогріти мазутопроводи котла. Встановити розпалювальний тиск і температуру мазуту

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

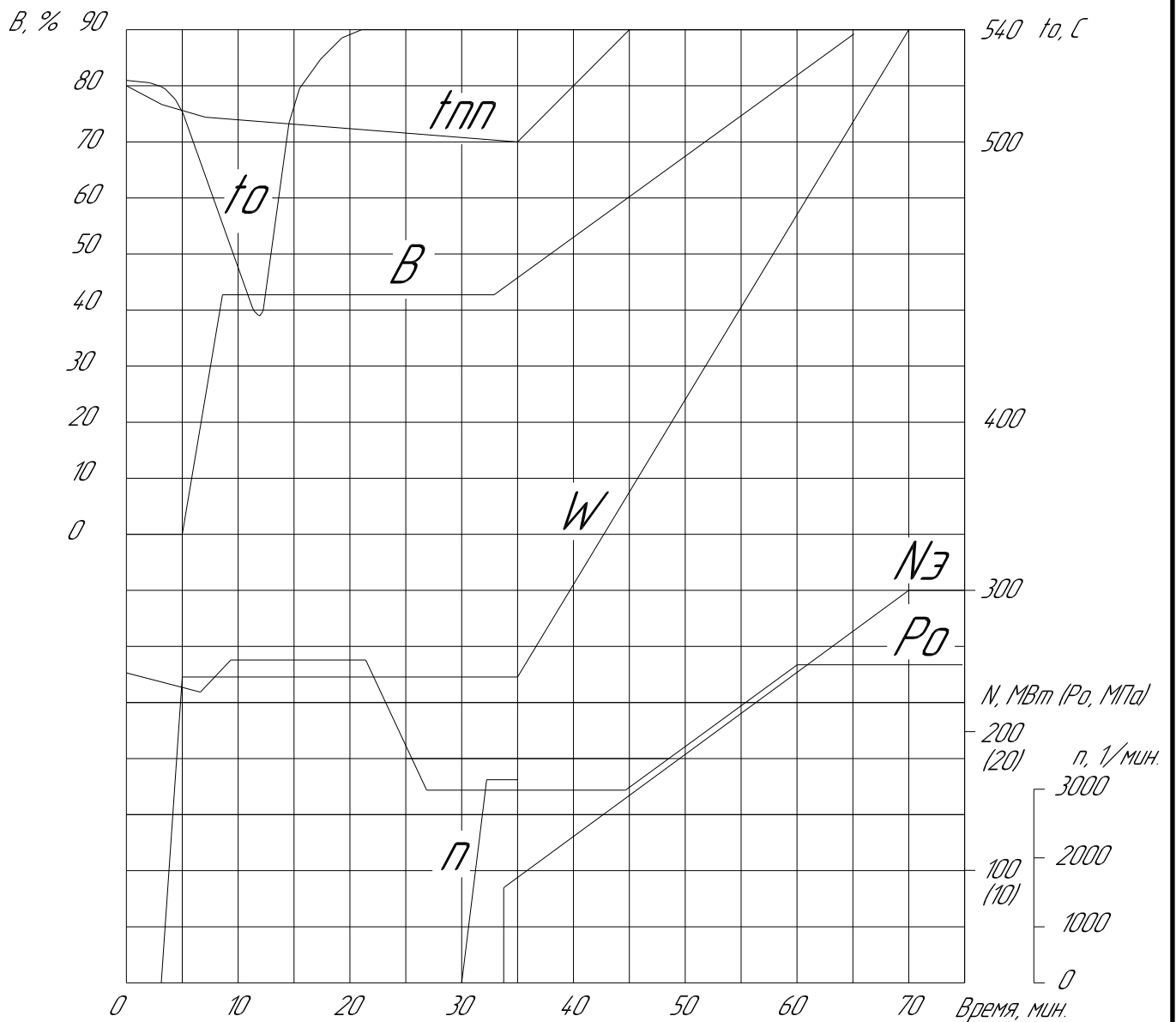


Рисунок 2.6. – Графік-завдання пуску блока з стану гарячого резерву

- Через 2÷3 хвилини після встановлення розпалювальної витрати води при тиску середовища до ВЗ 25 МПа включити форсунки (пальники). Встановити витрату палива 21÷22% (22÷23%) номінального.

- При підвищенні температури газів в поворотній камері до 500 З і повністю відкритому клапані Д-2 підключити пароперегрівач за наступною програмою:

- - включити уприскування в пароприймальний пристрій конденсатора;
- - відкрити клапана Д-3 на 5% по УП і зробити витримку 2÷3 хвилини;
- - з інтервалом в 1 хвилину відкривати клапана Д-3 по 5% до 30% по УП;

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ				

- - з інтервалом в 1 хвилину відкрити клапана Д-3 по 10% до 50% по УП і далі відкрити повністю в один прийом;

- - закрити дренажі з трубопроводів за ВЗ і вбудованого вузла.

Температуру за ширмами тримати на $15 \div 20$ °С вище за температуру насичення при цьому тиску.

На початку підключення пароперегрівача, включити уприскування в пароприймальний пристрій конденсатора. При підвищенні температури пари в скидному трубопроводі за БРОУ до $180 \div 200$ °С, ввести в роботу уприскування.

Після відкриття клапанів Д-3 плавно прикрити клапан Д-2 до положення що відповідає температурі середовища перед ВЗ і включити регулятор.

Збільшити витрату палива приблизно до $31 \div 32\%$ номінального, зкоригувавши його, виходячи з підвищення температури пари перед пусковим уприскуванням до 520 °С.

При підвищенні температури свіжої пари за пусковим уприскуванням на 100 °С вище за температуру металу зверху паровпуску ЦВТ, але не більше 520 °С, включити в роботу пускове уприскування для підтримки температури за ним на вказаному рівні. Включити в роботу регулятори пускового уприскування і тиску води в системі вприсків.

Після підвищення температури металу паропроводів до і за ГПЗ до температури верху паровпуску ЦВТ і зменшення різниці температур металу паровпуску верху ЦВТ і стінки СК ЦВТ до 50 °С, виконати поштовх роторів турбіни.

Відкриттям РК зробити поштовх ротора і підвищити частоту обертання до 3000 об/хв.

Після досягнення частоти обертання ротора 3000 про/мін, вивести обмежувач потужності з роботи.

Синхронізувати і включити генератор в мережу.

Відкрити чотири РК турбіни по куту повороту кулачкового валу 60 , закрити БРОУ і його уприскування, відключити уприскування в пароприймальний пристрій конденсатора.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ				

Закрити дренажі по паропроводах.

Подати пару на обігрів фланцевого з'єднання ЦСТ-1 турбіни, якщо температура верху паровпуску ЦСТ-1 не більше 480 °С.

Після включення генератора в мережу, почати збільшення витрати палива для переведення котла на прямоточний режим.

Подальше вантаження блоку виконати відповідно до графіка завдання.

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. АВТОМАТИЧНІ СИСТЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ (АСР) КОТЛА ТГМП – 344 А ВИКОНАНІ НА АРМАТУРІ «РЕМІКОНТ»

3.1 Загальні положення та характеристика обладнання.

На енергоблоках № 1,2 встановлений і введений в експлуатацію програмно –технічний комплекс (ПТК) Р-112. До складу комплексу входять два мікропроцесорних контролери "Ремиконт Р-112", розташованих в одній шафі 29Z РЩК-1,2. "Ремиконт Р-112 " - дубльована модель "Ремиконту Р-110", в якій, один комплект - основний, здійснює регулювання, а другий - резервний, відслідковує усю інформацію і при відмові основного комплекту бере на себе керування.

У "Ремиконті" № 1 розміщені регулятори процесу горіння:

- * регулятори палива (РПМ, РПГП, РПГО);
- * регулятори загального повітря з корекцією по вмісту кисню в відхідних газах, (РЗВ-Б, РЗВ-А);
- * регулятори розрідження в топці (РРБ, РРА).

У "Ремиконті" № 2 розміщені регулятори живлення і температури, КРП:

- * регулятор живлення (РЖТН, РЖК);
- * схема температурної корекції середовища до I вприску;
- * регулятори температури гострої пари в проміжній точці котла (Регулятор I вприску нитки А и Б);
- * регулятори температури гострої пари на виході з котла (РТБ і РТА);
- * котельний регулятор потужності, з частотним коректором.

При впровадженні схем автоматичного регулювання на апаратурі "Ремиконт" були внесені зміни в існуючі схеми регуляторів. В усіх схемах передбачена можливість дублювання, тобто керування ВМ провадиться або мікропроцесорним контролером "Ремиконт", або регуляторами системи "Каскад". Для цього в схему керування включені перемикачі "Ремиконт - Каскад" (Р - К), встановлені в панелі 28Z (РЩК-1), 30Z (РЩК-2).

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	

У схемах регуляторів з індивідуальним керуванням була зроблена заміна блоків керування БУ- 21 на БРУ -42. На БРУ - 42 розташований вбудований індикатор положення ВМ (0÷100 %), передбачена можливість автоматичного (за допомогою дискретного сигналу = 24В) переведення на дистанційне керування, використовується у випадку відмови регулятора.

Коли натиснути кнопку “Більше”, або “Меньше” БРУ-42 (БРУ в положенні “Авт”), то вони переводиться в положення “Дист.”

Схеми регуляторів розрідження і I вприску, як і до модернізації управляються через систему виборчого керування (БИУ). Але на пультах керування розташовані задатчики регуляторів, світлодіоди індикації спрацьовування регуляторів і тумблери відключення індикації.

У схемах регуляторів замість потенціометричних задатчиків ЗУ-11 встановлені задатчики РЗД-22 із вихідним сигналом 0 ÷ 5mA постійного струму. Сигнали постійного струму 0 ÷ 5mA з виходу задатчиків, датчиків, нормуючих перетворювачів використовуються в якості вхідних сигналів Р-112 (основного і резервного комплектів). У випадку, якщо ці сигнали також використовуються в схемах регулювання на апаратурі "Каскад" або відображаються на ПП, усі споживачі шунтуються захисним пристроєм типу В01.

У якості вхідних дискретних сигналів Р-112 використовуються контакти реле або кінцевих вимикачів (за схемою "сухий контакт") із подачею через них напруги постійного струму = 24 В.

Напруга постійного струму = 24 В для живлення схем дискретних вхідних сигналів, схеми відмов "Реміконтів" і регуляторів, блоків РГ22 (формуєчі аналогові виходи "Реміконту" - 0 ÷ 5mA) подається від джерел живлення БПН-24, розташованих у панелі 28Z РЩК-1, 30Z РЩК-2.

Реле схем відмов "Реміконтів" і регуляторів встановлені в блоках розмноження уніфікованих (БРУ) шафи УКТЗ №21Z у РЩК-1, № 37ZA у РЩК-2.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	

3.2 Включення і експлуатація АСР виконаної на апаратурі "Реміконт"

Час і порядок включення регуляторів визначається інструкцією з експлуатації основного устаткування блоку.

Включення регуляторів після ремонту або налагодження проводиться вахтовим персоналом КТЦ разом із працівниками ЦТАВ.

Повторне включення регуляторів після їхнього короткочасного відключення, по причинах не пов'язаним із несправністю регулятора, робить вахтовий персонал КТЦ.

Перед включенням регулятора після його налагодження, ремонту або після тривалого відключення, вахтовий персонал ЦТАВ зобов'язаний: переконатися в повному відкритті корінних вентилів у забірних пристроїв, перевірити відсутність свищів на імпульсних лініях і нещільностей у сальниках вентилів;

* підключити датчики після ремонту котла або імпульсних ліній, перед включенням датчиків необхідно продути імпульсні лінії;

* перевірити надійність з'єднань виконавчих механізмів із регулюючою апаратурою;

* перевірити, а при необхідності, подати живлення на "Реміконт" і інші пристрої регуляторів;

* перевірити відсутність сигналізації про відмови "Реміконтів" і регуляторів;

* повідомити вахтовий персонал КТЦ про готовність регуляторів до включення.

Спостереження за роботою АСР ведеться вахтовим персоналом по приладах теплового контролю і показчикам положення регулюючих органів. Якість роботи автоматичних регуляторів перевіряється шляхом спостереження за КВП котлоагрегату й аналізу діаграм відповідних самописних приладів.

У випадку, якщо автоматичний регулятор не забезпечує підтримки регульованого параметра в заданих межах, регулятор переводиться на

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	

дистанційне керування. У випадку спрацьовування "сторожа" регулятора, по небалансу на вході або зникненню сигналу від датчика, регулятор автоматично переводиться на дистанційне керування і загоряється табло сигналізації про відключення автоматики. Після відключення необхідно усунути несправність у схемі автоматичного регулятора і тільки після цього переводити його на автоматичне керування.

Схеми деяких регуляторів виконані з використанням самобалансування. Самобалансування полягає в тому, що при переведенні регулятора на дистанційне керування вбудований задатчик постійно компенсує всі зміни сигналів на вході регулятора і регулятор постійно знаходиться в балансі (тобто на виході регулятора немає імпульсів убік "Більше" або "Менше"). При переведенні регулятора на "Авт." самобалансування плавно відключається і регулятор підтримує останнє значення параметра зафіксоване в момент переведення.

3.3 АСР палива.

Система автоматичного регулювання палива призначена для підтримки витрати палива на котел у відповідності з завданням, що поступає від котельного регулятора потужності. Схема виконана з коригувальним регулятором співвідношення газ/мазут і діє на регулюючий клапан мазуту і регулюючі газові заслінки (основну і пускову).

На пульті 5ZA розташовані 4 блоки ручного керування (БРУ - 42) регуляторів палива. Три БРУ (РПП, РПГО, РПМ) призначені для індивідуального керування клапаном і заслінками мазуту, газу. БРУ "Коректор газ/мазут" використовується при спільному спалюванні газу і мазуту.

В усіх регуляторах палива використана схема самобалансування. Тому при необхідності зміни витрати мазуту роблять наступні операції:

* БРУ РПМ переводиться в положення "Дист. " і кнопками "Більше", "Менше" встановлюється нова витрата мазуту;

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	

* через 4 - 5 сек. можна переводити БРУ в положення "Авт."

Регулятор буде підтримувати нову встановлену витрату. Аналогічно змінюють завдання регуляторам витрати газу.

Якщо основна газова заслінка закрыта, при переведенні на "Авт. " обох регуляторів газу, на вхід РПГО подається сигнал зміщення - $1,5 \text{ тм}^3/\text{год}$. і через 2 - 3 сек. регулятор починає подавати імпульси на "Менше". Задану витрату підтримує РПГП. Сигнал зміщення знімається при повному відкритті пускової заслінки. І як тільки відкриється основна газова заслінка, вводиться зміщення на РПГП і цей регулятор подає імпульси на "Більше", а задана витрата підтримує РПГО.

При необхідності повного переведення витрати газу з пускової заслінки на основну роблять наступні операції:

- * перевести РПГП на "Дист.", РПГО на "Авт. ";
- * пускову заслінку в декілька прийомів дистанційно прикрити, РПГО при цьому автоматично відкриє основну заслінку, підтримуючи задану витрату газу.

Для повернення в початкове положення необхідно поставити РПГП на "Авт."

У випадку спільного спалювання газу і мазуту можлива робота в положенні "Авт." регуляторів РПГ і РПМ. Регулятор може працювати в автоматичному режимі після запалювання мінімум 4-х пальників (форсунок). Якщо регулятори РПГ і РПМ на "Авт.", БРУ коректора співвідношення газ/мазут у положенні "Ручн.", оператор, діючи на кнопки БРУ, може змінювати співвідношення витрат палива, забезпечуючи оптимальний режим роботи мазутних форсунок і газових пальників. При натисканні кнопки "Більше" - задана витрата на РПМ збільшується, а на РПГ - зменшується. А при натисканні кнопки "Менше" - навпаки. Стрілка індикатора БРУ коректора вказує в % долю мазуту в загальній витраті палива. Якщо стрілка вказує на "0 %" - поступає тільки газ, а якщо "100 %" - тільки мазут.

Після переведення коректора співвідношення газ / мазут на "Авт. ", він починає підтримувати встановлене співвідношення тиску мазуту до тиску газу

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	

(P_m / P_r) у момент переключення. Тоді при зміні оператором кількості працюючих форсунок і пальників (переході по паливу) коректор змінює витрати газу і мазуту підтримуючи встановлене співвідношення тисків.

Якщо буде переведений на "Дист." РПМ або обидва РПГ, то коректор формально залишаючись у положенні "Авт." не впливає на регулятори палива. Але коли переведений на "Дист." регулятор знову поставити на "Авт.", то коректор безударно вступить у роботу, підтримуючи нове фактичне співвідношення P_m / P_r .

Завдання від КРП на РПМ, РПГ розподіляється у відповідності, із відсотковим умістом газу /мазуту у загальній витраті палива (відображеному на ПП БРУ коректора). У випадку спільного спалювання газу і мазуту, при зміні навантаження блока і необхідності підтримувати незмінним витрату якогось із палив. Рекомендується встановлені регулятори палива і коректор тримати в положенні "Авт" і при зменшенні лімітованого палива на 3-4 нм^3 (або 3÷4 т мазуту) запалювати один газовий пальник (або форсунку) на цьому паливі.

При зниженні тиски газу $P_r < 0,2 \text{ кг/см}^2$ вводиться заборона на роботу РПГ на "Менше" і роботу коректора співвідношення вбік "Додати" (додати мазуту - убавити газу).

При зниженні тиску мазуту $P_m < 9 \text{ кг/см}^2$ вводиться заборона на роботу РПМ на "менше" і коректора вбік "Убавити" (убавити мазуту - додати газу).

При виході на обмеження по тиску газу або мазуту на пульті 5ZA засвітиться табло "Обмеження на "Менше" РПМ, РПГ".

У випадку зменшення витрати газу нижче 12 т $\text{м}^3/\text{год}$, мазуту нижче 12 т/год, тиску газу нижче $0,16 \text{ кг/см}^2$, тиску мазуту нижче 7 кг/см^2 , несправності в схемі КРП або небалансу на вході регулятора більше припустимого, БРУ відповідного регулятора палива переводиться в режим дистанційного керування. При цьому, також спрацює вказівне реле KL1 на панелі 30Z РЦК-2, або 28Z РЦК-1 і на пульті 5ZA засвітиться табло "Відключення автоматики РПМ, РПГ".

Для приведення регулятора в робочий стан необхідно відновити працездатність відповідних датчиків або КРП і звести блінкер вказівного реле.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При спрацьовуванні захисту ТЗ-60% (реле РСН) регулятори палива змінюють витрату палива за завданням від КРП.

При спрацьовуванні реле зупину блока (РОБ) РПМ і РПГ переводяться на "Дист." і регулюючі органи закриваються до кінцевого вимикача "Закриття".

Схема керування регуляторами палива вимагає, щоб усі перемикачі (Р - К) РПМ, РПГП, РПГО були в одному із положень або "Ремиконт", або "Каскад".

3.4 Регулятор загального повітря (РЗП).

АСР загального повітря виконана на апаратурі «Ремиконт Р-112». САР загального повітря розміщена в Ремиконті №1 (Шафа 29Z) РЦУ-1 або РЦУ-2). «Ремиконт-112» - дубльована модель, у котрої один комплект основний, здійснює керування, а другий - резервний, відслідковує всю інформацію і при відмові бере на себе керування.

При відмові основного комплекту Ремиконту спрацьовує табло технологічної сигналізації «Відмова основного Ремиконту №1», і керування переключається на резервний комплект. Схема регулювання залишається цілком працездатною.

Якщо відмовляє і резервний Ремиконт, спрацьовує табло технологічної сигналізації «Відмова резервного Ремиконту» і регулятори загального повітря перемикаються на дистанційне керування.

АСР загального повітря призначена для підтримки заданого співвідношення «паливо - повітря» на всіх навантаженнях енергоблоку, із корекцією по вмісту кисню в димових газах.

До складу АСР загального повітря входять наступні регулятори:

- Регулятор загального повітря, з вхідними сигналами:
 - сумарна витрата палива на котел;
 - витрата повітря на котел;
 - вихід коригувального регулятора по кисню.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	

- Коригувальний регулятор по вмісту кисню в димових газах, із вхідними сигналами:

- задане значення кисню;
- фактичний вміст кисню;

- Регулятор синхронізації НА ДВ, із вхідними сигналами:

- задатчик синхронізації положення НА ДВ;
- положення НА ДВ-Б;
- положення НА ДВ-А;

Для керування направляючими апаратами двох дуттьових вентиляторів реалізована схема активної рівнобіжної синхронізації, із можливістю завдання необхідної різниці положення між ними. Тому, коли НА обох ДВ знаходяться на автоматичному керуванні, регулятор загального повітря (РЗП) діє відразу на два НА паралельно. І тільки у випадку появи різниці між положеннями НА, більше (менше) встановленого задатчиком значення, регулятор синхронізації відновлює співвідношення, прикриваючи один НА і відкриваючи інший.

У випадку переведення будь якого з працюючих НА ДВ на дистанційне керування РЗП діє на НА ДВ, що залишився на автоматичному керуванні, а регулятор синхронізації відключається від керування і самобалансується.

При переведенні НА ДВ з дистанційного керування на «АВТ», регулятор синхронізації безударно включається в роботу, підтримуючи співвідношення НА встановлені в момент вмикання.

У випадку відкриття одного з НА ДВ до «кінцевого вимикача» регулятор синхронізації також відключається від керування. Вмикання регулятора відбудеться при поверненні цього НА в робочий діапазон.

Схема самобалансування задіяна в регуляторі загального повітря (РОВ-Б), регуляторі синхронізації (РОВ-А) і коректорі по кисню. Вона забезпечує безударне вмикання регулятора в режим автоматичного керування.

На пульті 5За розташовані:

- блоки керування (БРУ-42) направляючими апаратами ДВ-Б, ДВ-А;
- блок керування (БРУ-42) коректора кисню;

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	

- задатчик (РЗД-22) синхронізації положення НА ДВ;
- задатчик (ЗУ-05) коректора кисню.

Перед вмиканням САР загального повітря на автоматичне керування рекомендується:

Встановити кнопками «Більше» («Менше») вихід коректора кисню (що спостерігається на УП БРУ коректора) у положення 50% шкали.

Встановити задатчик синхронізації НА ДВ на 50% шкали задатчика.

Задатчик коректора кисню встановити в положення відповідне вмісту кисню.

Після переведення БРУ ДВ-Б, ДВ-А на «Авт», коректор кисню діє на регулятор загального повітря. При збільшенні сигналу обидва НА ДВ одночасно відкриваються, при зменшенні прикриваються.

Якщо БРУ коректора знаходиться в положенні «Дист» вихід коректора можна змінити, діючи кнопками «Більше» («Менше»).

При переведенні БРУ коректора на «Авт». , коректор підтримує вміст кисню в димових газах, зафіксоване в момент переведення. У схемі коректора враховується менше з показань двох киснемерів. В разі значного розходження показань лівого і правого киснемерів ($> 2,0\%$), необхідно змінити положення шибера подачі газів рециркуляції до пальників (434 і 435). Зміна положення задатчика коректора у бік «Більше» ($\rightarrow 100\%$) приводить до збільшення заданого вмісту кисню, «Менше» ($\rightarrow 0\%$) - зменшенню.

Діапазон задатчика ($0 \div 100\%$) = $2\% O_2$.

Під час зміни навантаження енергоблоку витрата повітря буде змінюватися пропорційно зміні витрати палива.

Для нормальної роботи регулятора загального повітря рекомендується підтримувати однакове навантаження обох ДВ. (Показник струму навантаження двигунів ДВ повинний бути приблизно однаковий).

Для перерозподілу навантаження між ДВ використовується регулятор сигналізації. При повороті ручки задатчика синхронізації НА у бік «Більше»-

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	

відкривається НА ДВ-А і прикривається НА ДБ, а убік «Менше» відкривається НА ДВ-Б і прикривається НА ДВ-А.

Діапазон задатчика ($0 \div 100\%$) = 100% ходу ВМ НА дуттьових вентиляторів (по 50% ходу кожного НА).

У випадку розбіжності температур димових газів, праворуч і ліворуч газоходу, рекомендується змінювати положення направляючих апаратів димососів, діючи на задатчик синхронізації ДС.

У схемі регулятора повітря реалізоване блокування убік «Менше» (заборона роботи регулятора убік закриття при зниженні тиску у повітроводах на котел нижче 80 кг/м^2 (блок $1-70 \text{ кг/м}^2$)), і зниженні вмісту кисню в димових газах, нижче 0,5%. Блокування убік «Більше» при підвищенні вмісту кисню $>1,5\%$.

При переведенні будь якого з ДВ на другу швидкість, при небалансі на вході регулятора РЗП або синхронізації більше уставки, спрацьовує «сторож». При цьому БРУ ДВ-Б, ДВ-А перемикається на дистанційне керування і спрацьовує табло «Відключення РЗП» на пульті 5Za. При спрацьовуванні реле зниження навантаження до 60% (РСН) або реле зупину блоку (РОБ) дія «сторожу» виключається.

Після усунення неполадок необхідно звести блінкер вказівного реле KL3 на панелі 30Z РЩ Бл.№2 (28Z РЩ Бл.№1).

У разі потреби зміни положення заслінки в перемичці між напором ДВ і всмоктуванням ДРГ рекомендується перевести РЗП на дистанційне керування, встановити необхідне навантаження ДВ, після зміни положення заслінки, перевести РЗП на «Авт». Аналогічні операції рекомендується проводити при відкритті (закритті). заслінки подачі повітря на опалення котельного відділення.

3.5 АСР живлення і схема температурної корекції.

АСР живлення призначена для регулювання витрати живильної води на котел відповідно до завдання від КРП.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Схема виконана з коригувальним регулятором по температурному режимі на котлі. Температурний коректор забезпечує оптимальну роботу регуляторів температури гострої пари на всіх режимах роботи блока.

На пульті 3ZA розташовані БРУ - 42 РЖТН і температурного коректора, задатчик (РЗД) температурного коректора. На пульті 4ZA розміщений БРУ - 42 РЖК.

Схема САР живлення виконана із самобалансуванням. Тому при переведенні РЖТН на "Авт." регулятор підтримує витрату живильної води, зафіксовану у момент переведення. При цьому на регулятор РЖК подається зміщення (≈ 30 т/год) і регулятор починає подавати імпульси на "Більше". Після цього на "Авт." переводиться РЖК.

Це забезпечує роботу регулятора живлення в режимі мінімального дроселювання. (При повністю відкритому клапані РЖК).

У випадку переведення РЖТН на "Дист.", зміщення з РЖК знімається, і він підтримує установлену витрату живильної води.

Перед переведенням регуляторів живлення на "Авт." рекомендується за допомогою кнопок "Більше" і "Менше" БРУ-42 температурного коректора, встановити вихід інтегратора температурного коректора в середнє положення (50% по ПП БРУ). Після переведення регуляторів живлення на "Авт.", діючи на кнопки "Більше", "Менше" БРУ температурного коректора оператор може змінити завдання регуляторам живлення.

Діапазон коректора: $(0 \div 100\% \text{ ПП}) = 500$ т/ч по витраті живильної води (1 малий поділ ПП = 2% = 10 т/год).

При роботі температурної корекції на дистанційному керуванні і стабільному навантаженні блоку рекомендується підтримувати вихід інтегратора температурного коректора в діапазоні (45÷55%). Це забезпечує нормальне відпрацювання команди ТЗ - 60 % (РСН).

Схема температурного коректора забезпечує підтримку заданої сумарної витрати води на впорски. Задатчиком температурного коректора встановлюється

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

задана витрата води на вприски в діапазоні від 0 до 50 т/год (10% шкали задатчика - 5 т/год).

У схемі температурного коректора також використовуються:

- * сигнал, що зникає, це витрата палива на котел;
- * сигнал по температурі середовища за ширмовими пароперегрівниками (середній по двох нитках).

У випадку, коли перемикач БРУ температурного коректора знаходиться в положенні "Авт." і відбувається зміна навантаження енергоблоку рекомендується: відключити зміну завдання від КРП (збалансувати КРП) при досягненні витрати палива, що відповідає заданому навантаженню. Витрата живильної води при цьому може тимчасово не відповідати завданню, через відхилення температур по тракці.

Після прогріву (остигання) котла температурний коректор встановить таку витрату живильної води щоб, підтримувати витрату води на вприски.

У випадку, коли перші і другі вприски по обох нитках знаходяться на автоматичному керуванні, рекомендується встановити задатчик у положення 50 - 60% (25÷30 т/год). Тоді на всіх режимах роботи блока, коректор температури, змінюючи завдання регулятора живлення, встановить витрату живильної води на котел таким, щоб регулятори температури гострої пари (I і II вприски) знаходилися в оптимальному робочому діапазоні (сумарна витрата води на вприски 25 ÷ 30 т/год).

Перед включенням температурного коректора рекомендується встановити задатчик у положення, рівне сумарній фактичній витраті води на вприски і перевести БРУ в положення "Авт.". Після цього перевести задатчик у положення 50 - 60 %.

Якщо небаланс на вході коректора перевищить зону нечутливості (± 5 т/год) регулятор відпрацює у бік "Більше" або "Менше", що можна спостерігати на індикаторах БРУ температурного коректора, і зміниться вихід інтегратора. Регулятор живлення скорегує витрату води і через 3 ÷ 5 хвилини

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

сумарна фактична витрата встановиться в діапазоні 25÷30 т/год. Надалі коректор буде підтримувати задану витрату.

У випадку, якщо якийсь із регуляторів впрысків виводиться з експлуатації, тобто переводиться на "Дист." і цілком закривається, необхідно зменшити завдання температурному коректору на 8 - 10 т/год, щоб не допустити повного відкриття виконавчого механізму регулятора по даній нитці, що залишився на "Авт.".

У випадку переведення в положення "Дист." обох регуляторів по якійсь нитці або несправності в схемі коректора, БРУ коректора переводиться в положення "Дист." При цьому засвітиться табло "Відключення температурного коректора на Ремиконті" на пульті 3ZA.

Після відновлення працездатності коректора і регуляторів впрысків дозволяється переводити коректор на автоматичне керування.

У схемі регулятора живлення задіяні заборони на роботу на "Менше" регулятора РЖТН при зниженні витрати живильної води нижче 400 т/год, зменшення тиску нижче 150 кг/см² і убік "Більше" при витраті більше 980 т/год і тиску 320 кг/см².

У схемі регулятора живлення також виконана схема "сторожа", що відключає вплив регуляторів РЖТН, РЖК на виконавчі механізми при неприпустимому небалансі на вході регулятора ($\Delta \geq 60$ т/год).

При цьому регулятори переводяться на дистанційне керування і загоряється табло " Відключення регуляторів РЖТН, РПК на пульті 4ZA. Після усунення несправності, для того, щоб погасити табло, необхідно взвести блінкер вказівного реле KL4 на панелі 28Z бл.1, 30Z бл.2.

При спрацьовуванні технологічних захистів ЖТН (реле РЗН) БРУ РЖТН переводиться в положення "Дист." і виконавчий механізм закривається до кінцевого вимикача "Закрито".

При закритті стопорних клапанів відключається вплив регулятора РЖТН на "Більше" і виконавчий механізм закривається до кінцевого "Закриття".

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	

При переведенні блока на холостий хід (реле РХХ) відключається вплив регулятора РЖТН на сервомотор (БРУ РЖТН переводиться на "Дист.").

При спрацьовуванні реле зупинки блока (реле РОБ) РЖТН і РЖК переводяться в положення "Дист." і клапан виконавчого механізму РЖК закривається до кінцевого вимикача "Закрито".

Схема керування регуляторів живлення вимагає, щоб обидва перемикачі (Р - К) РЖТН і РЖК були в одному з положень або "Ремиконт", або "Каскад".

При ручному керуванні КРП, не рекомендується одноразово змінювати вихід інтегратора КРП більше ніж на $3 \div 4 \%$ по ПП (тобто $40 \div 50$ т/год по витраті живильної води), щоб уникнути спрацьовування "сторожа" регулятора живлення. Повторну зміну виходу КРП зробити після того, як регулятор живлення встановить нове значення витрати живильної води ($\approx 2 \div 3$ сек.).

У випадку аварійної зміни навантаження блока (без спрацьовування реле РСН), дозволяється перевести КРП, РЖТН, РЖК і температурний коректор у положення дистанційного керування. І кнопками "Більше", "Менше" БРУ РЖТН (РЖК) установити нову витрату живильної води на котел. Після цього БРУ РЖТН і РЖК можна перевести в положення "Автоматичне керування" і регулятор живлення буде підтримувати нову установлену витрату.

Після стабілізації режиму на блоці, необхідно скорегувати вихід КРП відповідно до нової витрати живильної води.

Система автоматичного регулювання температури гострої пари за котлом (РТБ і РТА) виконана по двоконтурній схемі. У якості основного сигналу використовується температура пари за другою ступеню конвективного пароперегрівника, а в якості швидкісного сигналу, що зникає - температура за II вприском. На пульті 4ZA установлені блоки керування (БРУ - 42) і задатчики (РЗД - 22) регуляторів РТБ і РТА. Діапазон задатчиків ($0 \div 100\%$ шкали) відповідає зміні на 50°C температури пару за котлом (1 мале ділення = $2\% = 1^{\circ}\text{C}$). Обертання ручки задатчика убік "Менше" ($\rightarrow 0\%$) призводить до відкриття клапана і зниженню температури пару, при повороті ручки на "Більше" ($\rightarrow 100\%$) призводить до закриття клапана і підвищенню температури пари.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	

АСР температури пари за "проміжним" пароперегрівником котла (регулятори I вприсків) виконана з перемінною структурою.

У випадку якщо регулятор другого вприску, по цій нитці, знаходиться на автоматичному керуванні, то регулятор I вприску підтримує заданий перепад температур на II вприски. Це забезпечує підтримку регулятора II вприску у робочому діапазоні (витрата води на II вприску - 4÷6 т/год) на всіх навантаженнях енергоблоку.

У випадку, коли регулятор II вприску переводиться в положення дистанційного керування сигнал по температурі за II вприском "Заморожується" (фіксується в незмінному положенні) і регулятор I вприску підтримує температуру за I ступеню конвективного пароперегрівника.

При переведенні регулятора II вприску на "Авт." відбувається повернення до схеми регулювання заданого перепаду температур.

У якості швидкісних сигналів, що зникають, у схемі використовуються:

- * положення регулюючого клапана I вприску (тільки на бл.2);
- * температура за I ступеню ширмового пароперегрівника (на бл.2 – за ширмовим пароперегрівником).

На пульті 4ZA розташовані задатчики регуляторів I вприску (381Б і 381А), світлодіоди індикації спрацьовування регулятора і тумблери відключення індикації.

Схема дистанційного керування ВМ здійснюється з блока індивідуального керування БІК (БИУ).

Діапазон задатчиків ($0 \div 100\%$) = 50 °С. Керування задатчиком аналогічно керуванню задатчиком регулятора II вприску. Задатчик рекомендується встановити в положення яке відповідає витраті води на II вприск в діапазоні 5÷6 т/год. При зміні навантаження блока регулятор буде підтримувати перепад температур відповідній даній витраті.

У схемах регуляторів температури виконані "сторожі" які відключають вплив регулятора на виконавчий механізм (ВМ) при неприпустимому небалансі на вході регулятора.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У випадку спрацьовування "сторожа" відповідний регулятор переключається на дистанційне керування і засвітиться табло "Відключення автоматики вприсків на "Ремиконті" на пульті 5ZA. Після усунення несправності, для того, щоб погасити табло, необхідно звести блінкер вказівного реле KL5 для I вприсків, KL6 - для II вприсків на п.28Z РЩК – 1, п.30Z РЩК - 2.

3.6 АСР розрідження в топці.

Система автоматичного регулювання, що підтримує розрідження у верхній частині топки, виконана за схемою активної рівнобіжної синхронізації положення направляючих апаратів двох димососів, із можливістю завдання оператором необхідного перекосу між ними.

На пульті 5ZA розташовані задатчики (РЗД - 22):

- * розрідження в топці (РРБ);
- * синхронізації положення НА димососів (РРА).

А також світлодіоди індикації проходження імпульсів керування регуляторів і тумблери відключення індикації.

У схемі САР розрідження реалізовані два регулятори.

Регулятор розрідження - на вхід, якого подаються сигнали від задатчика розрідження і датчика розрідження в топці.

Регулятор синхронізації НА димососів із вхідними сигналами:

- * задатчик синхронізації положення НА димососів;
- * положення НА димососу нитки Б;
- * положення НА димососу нитки А.

У випадку, якщо НА обох димососів знаходяться на автоматичному керуванні, то регулятор впливає відразу на два НА паралельно. І тільки у випадку появи перекосу між положенням направляючих апаратів більше встановленого задатчиком значення, регулятор синхронізації відновлює співвідношення, прикриваючи один НА і відкриваючи інший.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У випадку переведення одного з НА на дистанційне керування, регулятор розрідження впливає на НА димососу, що залишився у положенні "Авт.", а регулятор синхронізації відключається від керування і самобалансується.

Перед переведенням першого з НА з дистанційного керування на автоматичне необхідно збалансувати регулятор розрідження його задатчиком (РРБ), спостерігаючи відхилення по індикаторах "Більше", "Менше". Перед переведенням другого НА рекомендується встановити задатчик синхронізації в середнє положення ($\approx 50\%$). У регуляторі синхронізації НА димососів, виконана схема самобалансування.

Діапазон задатчика розрідження: $(0 \div 100\%) = (-50 \div 50 \text{ кг/м}^2)$.

При повороті ручки задатчика регулятора розрідження у бік "Більше" ($\rightarrow 100\%$) збільшуємо розрідження в топці, а при повороті у бік "Менше" ($\rightarrow 0\%$) - зменшуємо.

Діапазон задатчика синхронізації: $(0 \div 100\%) = 100\%$ руху ВМ.

При повороті ручки задатчика на "Більше", відкриваємо НА димососу нитки А і прикриваємо НА димососу нитки Б. А у бік "Менше" - відкриваємо НА димососу нитки Б і прикриваємо НА димососу нитки А.

У випадку, якщо один із направляючих апаратів цілком відкритий (до кінцевого вимикача "відкрито"), то регулятор синхронізації відключається від керування і самобалансується. Відповідно при цьому зміна положення ручки задатчика синхронізації не відпрацьовується виконавчими механізмами. Тому, при необхідності прикрити даний НА, варто перевести його на дистанційне керування і прикрити до необхідного положення. При цьому НА який залишився на автоматичному керуванні відчиниться, підтримуючи задане розрідження в топці. Після цього в положення "Авт." переводиться другий НА й у роботу безударно включається регулятор синхронізації, підтримуючи встановлене положення НА.

У схемі регулятора розрідження виконані "сторожі" які відключають вплив регуляторів розрідження і синхронізації на направляючі апарати димососів, при неприпустимому небалансі на вході регуляторів. При цьому НА переводиться на

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	

дистанційне керування і на пульті 5ZA загоряється табло "Відключення автоматики регулятора розрідження на "Реміконті". Сторож не спрацьовує при переведенні дугтьового вентилятора з однієї швидкості на другу, спрацьовуванні реле зупину блоку (РОБ). Після усунення несправності необхідно звести блінкер вказівного реле KL3, на панелі п.28Z РЩК – 1, п.30Z РЩК - 2.

При відключенні одного з димососів, його НА переводиться на дистанційне керування і закривається. Регулятор розрідження впливає на НА працюючого димососу.

					НТУУ"КПІ". МД.19.144.81459.ПЗ	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВОК

У представленому дипломному проекті розглянуті основні режими пуску теплофікаційних енергоблоків Т-250/300-240 на прикладі Київської ТЕЦ-6 з різних станів:

- Пуск з холодного стану.
- Пуск з охололих стану з прогрівом паропроводів ППП.
- Пуск з охололих стану без прогріву паропроводів ППП.
- Пуск з охололих стану з застосування розтопочного РУ 160/10.
- Пуск блоку з гарячого резерву.

Проведено розрахунки:

- Розрахунок режимів роботи ТЕЦ (3хТ-250 + 6хКВГМ-180).
- Повірочний розрахунок трубопроводу пари 1-го відбору на ПВД.
- Розрахунок струмів короткого замикання на шинах нижчої напруги РТСН з вибором комутаційної апаратури.
- Розрахунки викидів оксидів вуглецю, сірки та азоту при роботі ТЕЦ на Мазуті.
- Розрахунок річних експлуатаційних витрат ТЕЦ.
- Проектна калькуляція собівартості теплової і електричної енергії ТЕЦ.
- Бізнес-план розширення ТЕЦ.

У проекті розглянуті основні питання охорони праці на ТЕЦ. Передбачені технічні рішення щодо безпечної експлуатації обладнання ТЕЦ. Дозволені питання нагляду за станом виробничої санітарії та гігієни праці відповідно до нормативних актів України.

Економіко-організаційні розрахунки свідчать, що розширення Київської ТЕЦ-6 енергоблоком 250 МВт доцільніше ніж установка водогрійних котлів тієї ж потужності.

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРИ

1. Методические указания по выполнению экономического расчета для студентов специальности "Тепловые электрические станции" / Сост. Скловская Е. Г. – Киев: КПИ, 1985. – 53 с.
2. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. – 3е издание. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
3. Ильченко О. Т. Тепло и массообменные аппараты ТЭС и АЭС. – Киев: Выща школа, 1992. – 207 с.
4. Рихтер Л. А., Волков Э. П., Покровский В. Н. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. – М.: Энергоиздат, 1981. – 296 с.
5. Методические указания по дипломному проектированию для студентов специальности "Тепловые электрические станции" / Сост. Л. А Кесова, В. Н. Крыжановский, – Киев: Кпи, 1985. – 67с.
6. Энергетика и электрификация. Научно-производственный журнал Министерства энергетики Украины и Научно-технического союза энергетиков и электротехников Украины. 12.99.
7. Рихтер Л.А., Елизаров Д.П., Лавыгин В.М. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 215 с.
8. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник /Под общей редакцией В.А. Григорьева и В.Н. Зорина. – М.: Энергоиздат, 1982 – 624 с.
9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1989 – 288 с.
10. Методические указания по дипломному проектированию для студентов специальностей "Тепловые электрические станции" /Сост. Л.А.Кесова, В.Н.Крыжановский. – К.: КПИ, 1985 – 67 с.
11. Системы автоматического управления ТЭС. Методические указания по дипломному проектированию для студентов дневной формы обучения по специальности "Тепловые электрические станции" /Сост. Л. М. Воловень,

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ док.ум.	Підпис	Дата		

Э.А.Мозговая, Н.Н.Черезов. – К.: КПИ, 1987 – 28 с.

12. Методические указания к выполнению курсовых и дипломных проектов по электрической части станций и подстанций. Ч.1. /Н.П.Лукаш, О.Г.Филатов. – К.: КПИ, 1993 – 72 с.

13. Методические указания к выполнению курсовых и дипломных проектов по электрической части станций и подстанций. Ч.2 / – К.:КПИ, 1995 – 60 с.

14. Неклепаев Б.Н., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергия, 1986 – 640 с.

15. Методические указания к выполнению экономической части дипломных проектов электрических станций. / Е.Г.Скловская, В.И.Подвигина. – К.:КПИ, 1985 – 51 с.

16. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.:Энергия, 1976 – 446с.

17. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник / Под общей редакцией В.А. Григорьева и В.Н. Зорина. – М.: Энергоиздат, 1982 – 624 с.

18. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1989 – 288 с.

19. Методические указания по дипломному проектированию для студентов специальностей "Тепловые электрические станции" / Сост. Л.А.Кесова, В.Н.Крыжановский. – К.: КПИ, 1985 – 67 с.

20. Методические указания к выполнению курсовых и дипломных проектов по электрической части станций и подстанций. Ч.1. / Н.П.Лукаш, О.Г.Филатов. – К.: КПИ, 1993 – 72 с.

21. Методические указания к выполнению курсовых и дипломных проектов по электрической части станций и подстанций. Ч.2 / – К.:КПИ, 1995 – 60 с.

22. Неклепаев Б.Н., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергия, 1986 – 640 с.

23. ГОСТ 12.2.003-74 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ док.ум.	Підпис	Дата		

23. СНиП II-58-75. Электростанции тепловые. Нормы проектирования.
24. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов – М. Энергоиздат, 1989 г.
25. СН 245-71. Строительные нормы. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий.
26. ГОСТ 12.1.009-76 ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения.
27. Правила технической эксплуатации электростанций и тепловых сетей. - М. Энергоиздат 1985.
28. ГОСТ 12.4.026-76. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
29. ГОСТ 12.1.005-86 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-технические требования.
30. СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
31. СНиП II-4-79. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования.
32. ГОСТ 26279-84. Общие требования к шумопоглощению. Блоки энергетические для ТЭС на органическом топливе.
33. ГОСТ 12.4.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
34. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности.
35. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
36. РД 34.49.101-87. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.
37. Перечень зданий, сооружений и помещений предприятий Министерства энергетики и электрификации Украины, подлежащих оборудованию установками пожаротушения.
38. СНИП 2.01.02-85. Строительные нормы и правила. Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений.
39. ПР 34-00-006-84. Правила взрывобезопасности установок при ис-

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ док.ум.	Підпис	Дата		

пользовании мазута и природного газа в котельных установках.

40. Правила устройства электроустановок. – М., Электроатомиздат 1986 г.

41. ОИТП 24-86. Определения категорий помещений и зданий по противопожарной безопасности.

42. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.

43. ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку.

44. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої зони та локальної вібрації.

45. ДНАОП 0.00=1.08-94. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. К.: Основа, 1999г. – 522с.

46. ДНАОП 1.1.10-1.02-01. Правила безпечної експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій і теплових мереж. Харків "Форт", 2001г. – 338с.

47. ДНАОП 0.00-1.11-98. Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пара та гарячої води. К.: 1998г. – 224с.

					НТУУ "КПІ".МД.19.144.81459.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		