

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
КАФЕДРА ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ ТА ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ

Кваліфікаційна робота
другий магістерський
(рівень вищої освіти)

на тему Підвищення енергетичної ефективності роботи ядерного реактора ВВЕР-1000 за умови реконструкції парової турбіни

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1449з
спеціальності теплоенергетика

(код і назва спеціальності)

освітньої програми теплоенергетика

(код і назва освітньої програми)

спеціалізації

_____ (код і назва спеціалізації)

Іванісов Олександр Олександрович
(ініціали та прізвище)

Керівник д.т.н., доцент Мних А.С.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, підпис, ініціали та прізвище)

Рецензент доцент, д.т.н. Чейлитко А.О.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, підпис, ініціали та прізвище)

Запоріжжя
2020

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Кафедра теплоенергетики та гідроенергетики
Рівень вищої освіти другий магістерський
Спеціальність 144 Теплоенергетика
(код та назва)
Освітня програма Теплоенергетика
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри _____
« 01 » грудень 2020 року

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

Іванісов Олександр Олександрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи (проекту) Підвищення енергетичної ефективності роботи ядерного реактора ВВЕР-1000 за умови реконструкції парової турбіни

керівник роботи Мних Антон Сергійович, д.т.н., доцент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ЗНУ від «25» травня 2020 року № 601-с

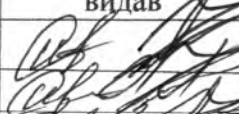

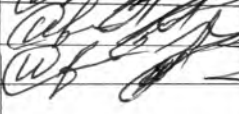

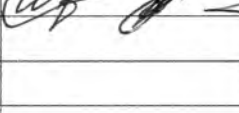
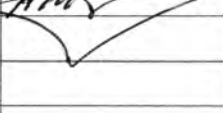
2 Строк подання студентом роботи 05 грудня 2020 р.

3 Вихідні дані до роботи Принципова схема ЗАЕС. Характеристики парової турбіни. Теплові характеристики пари на вході в турбіни.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Розрахунок ступеня парової турбіни. Визначення втрат і ккд ступені турбіни. Розрахунок розмірів проточної частини ступеня турбіни. Характеристика потенційних небезпечних та шкідливих виробничих факторів

5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням **обов'язкових** креслень) Принципові схеми АЕС. Реактор ВВЕР-1000. Принципова тепла схема двоконтурної АЕС

6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Мних А.С.		
2	Мних А.С.		
3	Мних А.С.		


7 Дата видачі завдання 05 травня 2020 р

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Загальні положення роботи ядерного реактора ВВЕР-1000	10.05.2020	
2	Підвищення енергетичної ефективності роботи ядерного реактора ВВЕР-1000 за умови реконструкції парової турбіни	15.08.2020	
3	Охорона праці	01.11.2020	
4	Оформлення пояснювальної записки	01.12.2020	
5	Підготовка презентації	10.12.2020	


Студент  (підпис)

О.О. Іванісов
(ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проекту)  (підпис)

А.С. Мних
(ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер  (підпис)

Ю.М. Каюков
(ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Іванісов О.О. Підвищення енергетичної ефективності роботи ядерного реактора ВВЕР-1000 за умови реконструкції парової турбіни.

Кваліфікаційна випускна робота для здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 144 – Теплоенергетика, науковий керівник А.С. Мних. Запорізький національний університет, Інженерний навчально-науковий інститут, кафедра теплоенергетики та гідроенергетики, 2020.

В магістерській роботі вирішено актуальну науково - технічну задачу підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів шляхом модернізації промислового циклу роботи АЕС. Розглянуто парові турбіни з проміжним перегрівом пари, що використовуються на сучасних АЕС, а також можливість їх реконструкції. Вирішена задача підвищення енергетичної ефективності роботи ядерного реактора ВВЕР шляхом реконструкції парової турбіни.

Ключові слова: Атомна електростанція, ядерний реактор, парова турбіна, циркуляційний насос, контур, теплоносій, робоче тіло

ANNOTATION

Ivanisov O. Increasing the energy efficiency of the VVER-1000 nuclear reactor under the condition of steam turbine reconstruction.

Qualification graduation work for the degree of higher education of master's degree in specialty 144 - Heat power engineering, supervisor AS Mnyh. Zaporizhzhya National University, Engineering Educational and Scientific Institute, Department of Thermal Power Engineering and Hydropower, 2020.

In the master 's work the actual scientific and technical problem of increase of efficiency of use of power resources by modernization of an industrial cycle of work of the NPP is solved. Steam turbines with intermediate superheating of steam used at modern NPPs, as well as the possibility of their reconstruction are

considered. The problem of increasing the energy efficiency of the WWER nuclear reactor by reconstructing a steam turbine has been solved.

Keywords: nuclear power plant, nuclear reactor, steam turbine, circulation pump, contour, heating, working body

АННОТАЦИЯ

Иванисов А.А. Повышение энергетической эффективности работы ядерного реактора ВВЭР-1000 при реконструкции паровой турбины.

Квалификационная выпускная работа для получения степени высшего образования магистра по специальности 144 - Теплоэнергетика, научный руководитель А.С. Мних. Запорожский национальный университет, Инженерный учебно-научный институт, кафедра теплоэнергетики и гидроэнергетики, 2020.

В магистерской работе решено актуальную научно - техническую задачу повышения эффективности использования энергетических ресурсов путем модернизации промышленного цикла работы АЭС. Рассмотрены паровые турбины с промежуточным перегревом пара, используемых на современных АЭС, а также возможность их реконструкции. Решена задача повышения энергетической эффективности работы ядерного реактора ВВЭР путем реконструкции паровой турбины.

Ключевые слова: атомная электростанция, ядерный реактор, паровая турбина, циркуляционный насос, контур, теплоноситель, рабочее тело

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ РОБОТИ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА ВВЕР-1000.	9
1.1 Ядерний паливний цикл.....	10
1.2 Класифікація АЕС	12
1.3 Типи ядерних енергетичних установок.....	15
1.4 Особливості ядерних енергетичних установок	16
1.5 Ядерні реактори.....	20
1.6 Характеристики ядерного реактору ВВЕР-1000	22
1.7 Принципова теплова схема енергоблоку	28
1.8 Парові турбіни на АЕС з проміжним перегрівом пари	31
2 ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА ВВЕР-1000 ЗА УМОВИ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПАРОВОЇ ТУРБІНИ	41
2.1 Розрахунок ступеня парової турбіни.....	50
2.2 Визначення втрат і ккд ступені турбіни.....	56
2.3 Розрахунок розмірів проточної частини ступеня турбіни	62
3 ОХОРОНА ПРАЦІ ПРИ РОБОТІ ТУРБОГЕНЕРАТОРА.....	68
3.1 Характеристика потенційних небезпечних та шкідливих виробничих факторів	68
3.2 Виробнича санітарія.....	71
ВИСНОВКИ	77
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ	78

ВСТУП

Актуальність роботи зумовлена надзвичайною важливістю забезпечення енергетичної безпеки України, тим більше, що атомна енергетика стала вирішальним фактором України в безкомпромісній боротьбі за енергетичну незалежність.

На початку третього тисячоліття, поряд зі швидким розвитком відновлювальних джерел енергії, у міжнародному енергетичному співтоваристві після деякої стагнації (що була викликана аварією на Чорнобильській АЕС) заговорили про всесвітнє відродження ядерної галузі. І саме в цей момент, напередодні 25 річниці чорнобильської катастрофи, в Японії атомна енергетика стикнулася з випробуванням, яке черговий раз порушило питання доцільності розвитку цієї галузі.

Проте, незважаючи на триваючі дискусії стосовно ризиків експлуатації об'єктів «мирного атома», останніми роками розвиток світової ядерної енергетики характеризується позитивними тенденціями. Про що зокрема свідчать активне будівництво нових і модернізація вже діючих реакторів у багатьох країнах.

На атомну енергетику сьогодні припадає 11,5 % світового виробництва електроенергії і, за прогнозами Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), її частка буде неухильно зростати.

Метою дипломної роботи є дослідження можливості підвищення енергетичної ефективності роботи ядерного реактора ВВЕР-1000 за умови реконструкції парової турбіни.

Об'єктом дослідження є блок Запорізької АЕС з реактором ВВЕР-1000.

Предметом дослідження є парова турбіна АЕС з реактором ВВЕР-1000.

Методи дослідження. Застосовано розрахунковий метод з використанням стандартних методик.

Наукова новизна отриманих результатів. Виконано тепловий розрахунок турбоустановки типу К-1000-60/1500-2 з генератором типу ТВВ-1000-4

Практична цінність роботи. Встановлено оптимальний профіль робочої лопатки парової конденсаційної турбіни для роботи в технологічній схемі з ядерним реактором ВВЕР-1000.

Особистий внесок здобувача. Теоретичні дослідження, виконані безпосередньо автором спільно із співробітниками Інженерного інституту Запорізького національного університету. Автору належать основні ідеї роботи, постановка завдання, обґрунтування основних припущень, теоретичні викладки та аналіз отриманих результатів і формування висновків за результатами проведених досліджень.

Апробація роботи. Положення роботи викладені на П'ятій Всеукраїнській науково-практичній інтернет-конференції студентів, аспірантів і молодих вчених «Актуальні проблеми сучасної енергетики – 2020» та XXV науково-технічній конференції аспірантів, магістрів, студентів та викладачів Інженерного навчально-наукового інституту Запорізького Національного Університету.

Об'єм та структура роботи. Дипломна робота складається зі вступу, 3 розділів, загальних висновків, списку літератури із 40 джерел. Загальний об'єм роботи становить 81 сторінку, 5 таблиць.

1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ РОБОТИ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА ВВЕР-1000

Отже, до кінця ХХ століття людство в повній мірі освоїло використання запасів енергії атомних ядер урану-235. Цього виду палива, що спалюється в атомних котлах, не так вже й багато в земній корі. Якщо всю енергетику земної кулі перевести на нього, то при сучасних темпах зростання споживання енергії урану, вистачить лише на 50-60 років. Безумовно існує можливість використання, з метою отримання енергії, природного газу, вугілля і нафти. Але такий шлях розвитку енергетики неприйнятний. Причин безліч: це і екологічна проблема - зараження довкілля токсичними хімічними продуктами згоряння органічного палива, створення парникового ефекту, і постійної зростаючої ціною на органічне паливо. У випадку з нафтою і газом, можна сказати, що їх використання в якості джерела енергії щонайменше нерозумно. На сьогодні існує кілька основних концепцій вирішення проблеми:

- розширення мережі станцій на урановому паливі;
- перехід до використання в якості ядерного палива торію-232, який в природі більш поширений, ніж уран;
- перехід до атомних реакторів на швидких нейтронах, що відтворюють ядерне паливо, яке могло б забезпечити відтворення ядерного палива більш, ніж на 3000 років;
- освоєння термоядерних реакцій. У термоядерних реакціях відбувається виділення енергії в процесі перетворення водню в гелій. Вирішення цього завдання дасть можливість використовувати величезні запаси водню на Землі в якості ядерного палива.

В даний час найбільш розумним може бути інша схема розвитку енергетики: розширення мережі уранових і уран-торієвих атомних станцій в період вирішення проблеми управління термоядерної реакцією.

1.1 Ядерний паливний цикл

Атомна енергетика - це складне виробництво, що включає безліч промислових процесів, якому разом утворюють паливний цикл. Існують різного типу паливних циклів, які залежать від типу реактору і від того, як проходить кінцева стадія циклу.

Ядерна енергетична установка являє собою комплекс апаратів, систем, пристроїв і механізмів, призначених для перетворення ядерної енергії, що звільняється в результаті спалювання ядерного палива, в електричну, механічну або теплову енергію. ЯЕУ складається з двох частин: реакторної установки, в якій в результаті поділу подільних нуклідів в ядерному паливі виділяється теплота і передається робочому тілу (речовина здійснює роботу, що перетворює теплоту у механічну енергію) і турбінної установки (турбогенератора), в якій теплова енергія робочого тіла перетворюється в механічну (і електричну). Залежно від виду робочого тіла (водяна пара або газ) турбінна установка називається паротурбінною (ПТУ) або газотурбінною (ГТУ). На АЕС робочим тілом є тільки водяна пара (газотурбінні установки поки не знайшли поширення на АЕС). Реакторну установку, призначену для отримання водяної пари в якості робочого тіла, називають ядерною паропродуктивною установкою (ЯППУ). У загальному випадку ЯППУ включає в себе ядерний енергетичний реактор з системою управління та захисту та первинним біологічним захистом, контур циркуляції теплоносія разом зі своїм устаткуванням, парогенератори та допоміжні системи і пристрої, а також вторинний біологічний захист. В даний час ЯЕУ використовуються головним чином на конденсаційних АЕС. Останнім часом розпочато практичне використання ЯЕУ на атомних теплоелектроцентралях (АЕС), де виробіток електроенергії поєднується з виробленням тепла для потреб теплофікації, і на АСТ, де виробляється тільки низькопотенційна теплота для опалення. Важливим перспективним напрямком використання

ЯЕУ є застосування ЯЕУ з високотемпературним газоохолоджувальним ядерним реактором для виробництва високотемпературної теплоти.

Зазвичай ядерний цикл складається з наступних процесів. У родовищах видобувається уранова руда. Руда подрібнюється для відділення діоксиду урану, а радіоактивні відходи йдуть у відвал. Отриманий оксид урану (жовтий кек) перетворюється в гексафторід урану - газоподібна сполука. Для підвищення концентрації урану-235 гексафторід урану збагачують на заводах по розділенню ізотопів. Потім збагачений уран знову перетворюють в тверде діоксид урану, з якого виготовляють паливні таблетки. З таблеток збирають тепловиділяючі елементи (твели), якому об'єднують в збірки для введення в активну зону ядерного реактора АЕС. Витягнуте з реактора відпрацьоване паливо має високий рівень радіації і після охолодження на території електростанції відправляється в спеціальне сховище. Передбачається також видалення відходів з низьким рівнем радіації, що накопичуються в ході експлуатації і технічного обслуговування станції. Після закінчення терміну служби і сам реактор повинен бути виведений з експлуатації (з дезактивацією і видаленням у відходи вузлів реактора). Кожен етап паливного циклу регламентується так, щоб забезпечувалися безпеку людей і захист навколишнього середовища.

Атомна енергетика відіграє важливу роль в сучасному енерговиробництві - частка вироблення електроенергії на АЕС в світі знаходиться на рівні 16%.

У таких країнах як Франція, Бельгія, Швеція, Японія, Південна Корея, Фінляндія, які не мають достатніх власними запасами органічного палива, АЕС стали основним джерелом електричної енергії, забезпечили їм енергетичну стабільність і успішний економічний розвиток.

Перша в світі атомна електростанція потужністю 5 МВт була запущена в 1954 році в СРСР, в місті Обнінську (Калужська область, Росія). За межами колишнього СРСР перша АЕС промислового призначення потужністю 46 МВт була введена в експлуатацію в 1956 році в Колдер-Холі

(Великобританія). Через рік стала до ладу АЕС потужністю 60 МВт в Шиппінгпорт (США).

Найбільша АЕС в світі - Касівадзакі-Каріва (м Касівадзакі, префектура Ніігата, Японія). Її встановлена потужність - 8,2 ГВт. В експлуатації перебувають сім ядерних реакторів.

Найбільша АЕС в Європі - Запорізька АЕС в м Енергодар (Запорізька область, Україна). В експлуатації перебувають шість атомних реакторів сумарною встановленою потужністю 6 ГВт.

1.2 Класифікація АЕС

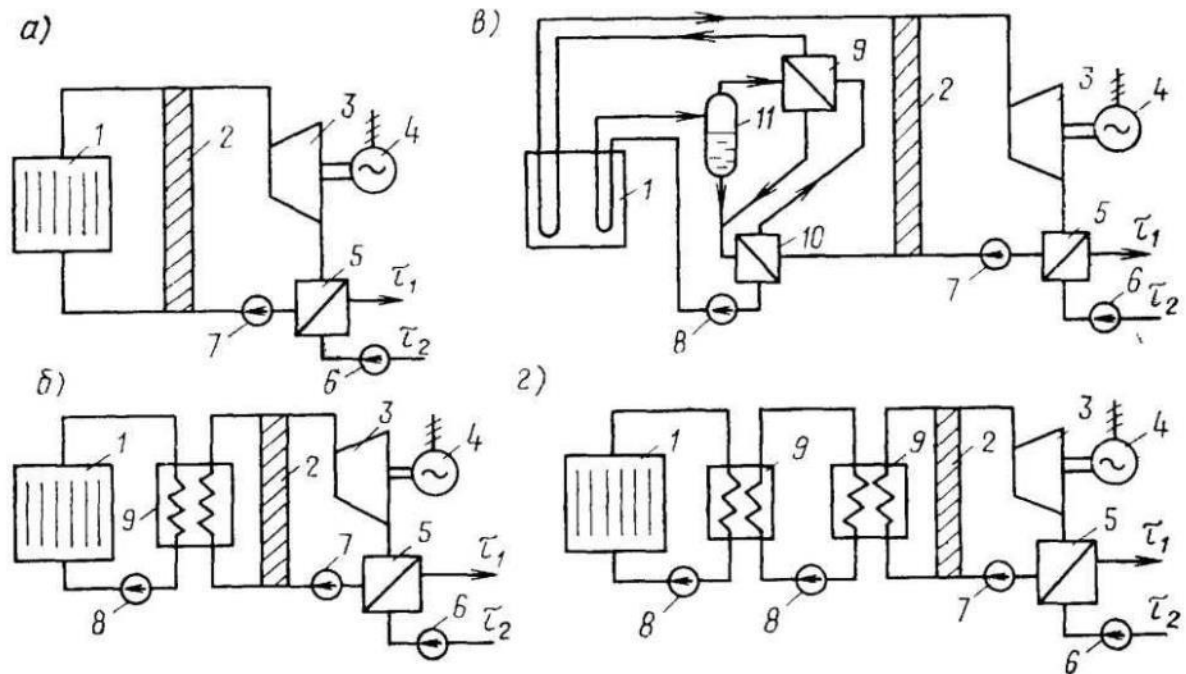
При використанні атомного (ядерного) палива для вироблення тепла на теплопостачання є певні переваги порівняно із спорудженням великих джерел тепла на органічному паливі: відсутнє забруднення повітряного середовища, не потрібна прокладка залізничних шляхів, за якими постійно підвозиться паливо, виділення великих територій для паливних сховищ, будівництво високих димоходів та ін. Через високу вартість атомного палива і атомних реакторів на сучасному етапі будуються в основному атомні електростанції (АЕС). Атомні котельні можуть застосовуватися тільки в окремих випадках, коли необхідна велика кількість тепла, наприклад, для опріснення води, або для «допалювання» атомного палива, яке не може бути застосоване на атомних станціях (так як не забезпечує отримання необхідних параметрів пари).

В системі будь-якої теплової електростанції розрізняють теплоносій і робоче тіло. Для атомних станцій робочим тілом (середовищем, що здійснює роботу, яка перетворює теплову енергію в механічну), так само як і для сучасних потужних теплових станцій на органічному паливі, є водяна пара. Вимоги до чистоти робочого тіла настільки високі, що можуть бути задоволені з економічно прийнятними показниками тільки при конденсації всього пара і поверненні конденсату в цикл. Тому контур робочого тіла для

конденсаційних теплових електростанцій завжди замкнутий і додаткова вода надходить у нього лише в невеликих кількостях для заповнення витоків і деяких інших втрат конденсату. Те ж відноситься і до теплоелектроцентралей, за винятком тих, на яких встановлені турбіни з протитиском. У цьому випадку пар після турбіни може надходити для виробничих потреб, де іноді використовується безповоротно. Контур робочого тіла виявляється розімкненим, і витрата його повинна повністю заповнюватися за рахунок роботи водоочисної установки.

Проте такі умови для АЕС не характерні. Призначення теплоносія - відводити тепло, що виділилося в реакторі при вивільненні внутрішньоядерної енергії. Для запобігання будь-яких відкладень на тепловідділяючих елементах необхідна досить висока чистота теплоносія, тому для нього також необхідний замкнутий контур. Однак існує серйозна причина, через яку контур теплоносія завжди роблять замкнутим: внаслідок проходження через реактор теплоносієм активується, а його виток, не кажучи вже про повне скидання (розімкнутий цикл), могли б створити серйозну радіаційну небезпеку. Тому основна класифікація атомних станцій залежить від числа контурів на ній. Виділяють АЕС одноконтурні, двоконтурні, повністю двоконтурні і триконтурні (рис. 1.1). Одноконтурна схема АЕС подібна до схеми ТЕС на органічному паливі, тільки замість парогенератора (котла) для підігріву робочого тіла (природної води) застосований атомний реактор. Основною перевагою її є простота і менша вартість обладнання. Однак за такої схеми АЕС все обладнання і робоче тіло працюють в радіаційно-активних умовах, тому є підвищена небезпека зараження обслуговуючих приміщень станції і мережної води для теплопостачання при порушенні щільності теплофікаційних теплообмінників.

На рисунку 1.1 зображені наступні схеми: а – одноконтурна схема, б – двоконтурна, в - двоконтурна з перегрівом вторинної пари в атомному реакторі, г – трьохконтурна.



1 - атомний реактор, 2 - біологічний захист, 3 - турбіна, 4 - електрогенератор, 5 - теплофікаційний підігрівач, 6 - мережевий насос, 7 - живильний насос, 8 - циркуляційний насос, 9 - поверхневий парогенератор 10 - економайзер, 11 - барабан-випарник

Рисунок 1.1 – Принципові схеми АЕС

У двоконтурній схемі АЕС для підігріву робочого тіла, використовуваного в турбіні і теплофікаційному теплообміннику, застосовується поверхневий парогенератор (теплообмінник), гріюче середовище (теплоносій) для якого підігрівається вже в атомному реакторі. Радіоактивним є тільки перший контур з теплоносієм, що циркулює через реактор, в другому контурі основне обладнання та теплофікаційний підігрівач працюють за відсутності радіаційної активності. У повністю двоконтурній схемі АЕС робоче тіло (пар) після поверхневого парогенератора надходить у другу групу робочих каналів реактора, де проводиться його перегрів, а потім вже в турбіну. При цьому підвищуються параметри робочого тіла перед турбіною, що призводить до зростання термічного ККД циклу АЕС. Однак за такої схеми АЕС підвищується і

радіоактивна небезпека в другому контурі. Дана схема виникла через відмову від здійснення перегріву пари (робочого тіла) в окремому поверхневому пароперегрівачі, внаслідок чого тиск і температура теплоносія (також пара) в першому контурі вийшли б неприпустимо високими для металів оболонок тепловиділяючих елементів.

У трьохконтурних схемах АЕС підігрів робочого тіла проводиться через теплообмінники від теплоносіїв у двох послідовних самостійних контурах, що забезпечує найбільшу радіаційну безпеку. Основний недолік таких схем - високі капітальні витрати. Радіаційна безпека в двоконтурних і трьохконтурних схемах АЕС досягається також внаслідок поступового підвищення тиску в контурах в напрямку від першого (з реактором) в наступних. При цьому для отримання високих параметрів робочого тіла (пари) як теплоносіїв в першому контурі застосовуються спеціальні рідини, що мають високі температури кипіння при низькому тиску: рідкісні метали (натрій, сплав натрію і калію), органічні рідини або гази (повітря, гелій, аргон, азот).

1.3 Типи ядерних енергетичних установок

Ядерна енергетична установка являє собою комплекс апаратів, систем, пристроїв і механізмів, призначених для перетворення ядерної енергії, що звільняється в результаті спалювання ядерного палива, в електричну, механічну або теплову енергію. ЯЕУ складається з двох частин: реакторної установки, в якій в результаті поділу подільних нуклідів в ядерному паливі виділяється теплота і передається робочому тілу (речовина здійснює роботу, що перетворює теплоту у механічну енергію) і турбінної установки (турбогенератора), в якій теплова енергія робочого тіла перетворюється в механічну (і електричну). Залежно від виду робочого тіла (водяна пара або газ) турбінна установка називається паротурбінною (ПТУ) або газотурбінною (ГТУ). На АЕС робочим тілом є тільки водяна пара

(газотурбінні установки поки не знайшли поширення на АЕС). Реакторну установку, призначену для отримання водяної пари в якості робочого тіла, називають ядерною паропродуктивною установкою (ЯППУ). У загальному випадку ЯППУ включає в себе ядерний енергетичний реактор з системою управління та захисту та первинним біологічним захистом, контур циркуляції теплоносія разом зі своїм устаткуванням, парогенератори та допоміжні системи і пристрої, а також вторинний біологічний захист. В даний час ЯЕУ використовуються головним чином на конденсаційних АЕС. Останнім часом розпочато практичне використання ЯЕУ на атомних теплоелектроцентралях (АТЕЦ), де виробіток електроенергії поєднується з виробленням тепла для потреб теплофікації, і на АСТ, де виробляється тільки низькопотенційна теплота для опалення. Важливим перспективним напрямком використання ЯЕУ є застосування ЯЕУ з високотемпературним газоохолоджувальним ядерним реактором для виробництва високотемпературної теплоти.

1.4 Особливості ядерних енергетичних установок

За принципом роботи ЯЕУ або АЕС нічим не відрізняється від звичайної теплоенергетичної установки або ТЕС на органічному паливі. Головна відмінність АЕС від ТЕС полягає в тому, що на АЕС джерелом тепла є не паровий котел, в якому в процесі горіння органічного палива хімічна енергія перетворюється на теплоту, а ядерний енергетичний реактор, де в процесі ділення ядер ^{235}U або ^{239}Pu відбувається перетворення ядерної енергії в теплову. Цим визначаються основні особливості ЯЕУ, серед яких перш за все відзначимо наступні:

1. Надзвичайно високу калорійність ядерного палива, в результаті чого на АЕС витрачається палива набагато менше, ніж на ТЕС. Наприклад, ТЕС електричною потужністю 1000 МВт, що працює на кам'яному вугіллі Екібазтузьського басейну, споживає щодоби близько 12500 т вугілля, а АЕС тієї ж електричної потужності з реактором ВВЕР-1000 - близько 80 кг

низькозбагаченого урану. Внаслідок високої калорійності ядерного палива виробництво його з уранових руд з концентрацією урану більше 0,1 % істотно дешевше видобутку вугілля, нафти і газу, а обсяг перевезень ядерного палива, включаючи перевезення відпрацьованого радіоактивного палива, виявляється значно менше, що вимагає істотно менших витрат, ніж перевезення органічного палива для ТЕС. При цьому паливне господарство на АЕС набагато менше, ніж на ТЕС. Тому АЕС, АТЕЦ і АСТ можна розміщувати поблизу місць споживання енергії, що істотно полегшує вирішення проблеми енергозабезпечення промислових центрів, віддалених від паливобудуваючих районів.

2. Неможливість повного «спалювання» усіх подільних нуклідів за один цикл перебування ядерного палива в реакторі. «Спалюється» тільки та частина нуклідів, які діляться, що перевищує критичне завантаження. У цьому полягає принципова відмінність використання ядерного палива на АЕС в порівнянні з використанням органічного палива на ТЕС. Ця відмінність суттєво впливає на економіку АЕС.

3. Можливість часткового, а в реакторах на швидких нейтронах розширеного відтворення подільних нуклідів, наприклад ізотопів плутонію ^{239}Pu і ^{241}Pu . При цьому значна їх частина безпосередньо ділиться в реакторі, підвищуючи паливний баланс і збільшуючи вигорання первинного палива. Інша частина накопичується у відпрацьованому паливі. Тому завжди є можливість отримання додаткового ядерного палива з відтворюючих нуклідів, що підвищує ступінь використання природного палива в 30-40 разів і більше (при розширеному відтворенні).

4. Істотно менше, ніж ТЕС тієї ж потужності, дія АЕС на навколишнє середовище, оскільки «спалювання» ядерного палива в реакторі відбувається без окислювачів. У той же час на ТЕС при спалюванні органічного палива відбувається майже трикратне (за масою) споживання атмосферного кисню з безперервним викидом в атмосферу продуктів згоряння - димових газів, які містять токсичні оксиди сірки та азоту, метали і золу (при спалюванні

вугілля). Тому, для того, щоб знизити шкідливий вплив ТЕС на навколишнє середовище, потрібно спорудження спеціальних захисних установок, вартість яких може досягати 25% загальних витрат на будівництво ТЕС.

5. Утворення великої кількості високорадіоактивних продуктів поділу і пов'язане з цим тривале залишкове тепловиділення в активній зоні після зупинки реактора, наявність потужного іонізуючого випромінювання, що викликає сильну наведену радіоактивність матеріалів активної зони і теплоносія, які не повністю локалізуються в межах активної зони, а разом з теплоносієм в деякій мірі поширюються по всьому контуру циркуляції теплоносія, що призводить до необхідності вирішення специфічної проблеми - забезпечення ядерної та радіаційної безпеки АЕС, тобто запобігання опромінення персоналу та радіоактивного забруднення навколишнього середовища вище допустимих норм, використання спеціальних дорогих систем, пристроїв, обладнання, приладів і матеріалів, що не застосовуються на ТЕС. До таких специфічних систем і споруд, зокрема, відносяться: потужний біологічний захист від іонізуючого випромінювання, спеціальні машини для дистанційного завантаження і перевантаження палива, басейни для охолодження і витримки відпрацьованого палива, що вивантажується з реактора, система спеціального очищення теплоносія від радіоактивних продуктів ділення, система спеціальної вентиляції та фільтрації радіоактивних газів, система контролю герметичності ТВЕЛів, пристрої для дезактивації обладнання при ремонтах, пристрої для переробки радіоактивних відходів і сховищ для них і т.д., організація на АЕС спеціальних служб з радіаційного контролю в приміщеннях станції і поза нею, обліку доз іонізуючого випромінювання, одержувана персоналом.

6. Пред'явлення особливих вимог до забезпечення надійного охолодження, викликаних високим тепловим навантаженням активної зони, а також наявністю тривалого залишкового тепловиділення в ТВЕЛах при зупиненому реакторі; необхідність у забезпеченні надійного охолодження

активної зони у всіх експлуатаційних і можливих аварійних режимах (при втраті електроживлення ГЦН), а також малоймовірних аваріях, викликаних миттєвим розривом контуру циркуляції теплоносія. Інакше може статися неприпустиме підвищення температури ТВЕЛів, порушення герметичності оболонок твелів, розплавлення палива і як наслідок інтенсивний вихід радіоактивних продуктів в теплоносій з можливим потраплянням їх у приміщення АЕС, а далі - у навколишнє середовище; необхідність установки додаткових автономних джерел електропостачання (дизель-генераторів, акумуляторних батарей і т.д.), які діють незалежно від зовнішніх джерел електроживлення, і спеціальних систем аварійного охолодження активної зони, а також спеціальних локалізуючих систем, які запобігають поширенню радіоактивних продуктів в навколишнє середовище (наприклад, захисної оболонки, в якій розміщуються реакторна установка і все радіоактивне устаткування АЕС, басейнів барботерів, льодових конденсаторів і т.д.).

7. Труднощі організації ремонтних робіт та заміни обладнання реакторної установки через високу радіоактивність в реакторі і контурі теплоносія, а також залишкового тепловиділення в зупиненому реакторі; необхідність використання дистанційних та автоматизованих пристроїв; можливість більш тривалого простою обладнання, ніж це зазвичай має місце на ТЕС. Звідси необхідне забезпечення підвищеної надійності і безвідмовності роботи систем і обладнання АЕС і відповідно пред'явлення жорстких вимог до якості виготовлення, монтажу та рівня експлуатації обладнання АЕС, ніж обладнання ТЕС.

8. Виникнення специфічної проблеми тривалого та безпечного зберігання високорадіоактивних відходів АЕС, оскільки при роботі АЕС утворюється велика кількість радіоактивних відходів, серед яких радіоактивні нукліди, які зберігають високу активність протягом сотень років і більше. Звідси необхідність проведення інтенсивних розробок за способами поховання таких відходів, серед яких технічно найбільш розроблені методи цементування, бітумування і склування відходів з подальшим похованням їх

в підземних сховищах в стабільних геологічних формаціях, де тверді блоки можуть зберігати радіоактивні відходи протягом декількох тисяч років.

9. Необхідність для АЕС з водоохолоджуваними реакторами в значно більшій (у 1,5-2 рази) в порівнянні з ТЕС кількості води для охолодження конденсаторів турбін. Пояснюється це наступними факторами: по-перше, тим, що ККД сучасних АЕС (близько 33%) нижче ККД ТЕС (близько 40%) через використання в турбінах АЕС пара з більш низькими параметрами, ніж в турбінах ТЕС, по-друге, тим, що частина теплоти, що виділяється при спалюванні органічного палива (близько 15%) надходить через трубу станції безпосередньо в атмосферу разом з газоподібними продуктами згоряння органічного палива, а теплове скидання АЕС в навколишнє середовище відбувається тільки при охолодженні водою конденсаторів турбін. Дана обставина обмежує вибір місць розміщення АЕС поблизу природних водойм, оскільки перевищення температури води в них на 3°C влітку і на 5°C взимку небажано і заборонено в законодавчому порядку. Тому доводиться організовувати оборотну систему водопостачання АЕС, що вимагає додаткових капітальних витрат.

Таким чином, забезпечення безпеки і надійності експлуатації АЕС висуває особливі вимоги, які не мають аналогії у звичайній теплоенергетиці. Їх задоволення в основному і викликає істотне збільшення (в 1,5-2 рази) питомих капітальних вкладень у АЕС у порівнянні із вкладеннями в ТЕС. Однак паливна складова вартості електроенергії, що виробляється АЕС, істотно нижче вартості електроенергії, що виробляється ТЕС, тому АЕС за своїми економічними показниками перевершують ТЕС, причому по впливу на навколишнє середовище вони значно «чистіше», ніж ТЕС.

1.5 Ядерні реактори

Промислові ядерні реактори спочатку розроблялися лише в країнах, що володіють ядерною зброєю. США, СРСР, Великобританія і Франція

активно досліджували різні варіанти ядерних реакторів. Однак згодом в атомній енергетиці стали домінувати три основні типи реакторів, що розрізняються, головним чином, паливом, теплоносієм, применяется для підтримки потрібної температури активної зони, і сповільнювачем, використовуваним для зниження швидкості нейтронів, що виділяються в процесі распаду і необхідних для підтримання ланцюгової реакції. Среди них перша (і найбільш поширений) тип - це реактор на збагаченому урані, в якому і теплоносієм, і сповільнювачем є звичайна, або «легка», вода (легководний реактор). Існують дві основні різновиди легководного реактора: реактор, у якому пар, обертання турбіни, відбувається безпосередньо в активній зоні (киплячий реактор), і реактор, в якому пар образується в зовнішньому, або втором, контур, пов'язаному з першого контур теплообмінниками і парогенераторами (вода -водяной енергетичний реактор - ВВЕР). Розробка легководного реактора почалася ще за програмами озброєнь сил США. Так, в 1950-х роках компанії «Дженерал електрик» і «Вестінгауз» розроблені легководні реактори для підводних човнів і авіаносців ВМФ США. Ці фірми були також залучені до реалізації військових програм Розробку технологій регенерації і збагачення ядерного палива. У тому ж десятилітті в Радянському Союзі був розроблен киплячий реактор з графітовим сповільнювачем.

Другий тип реактора, якому знайшов практичне застосування, - газоохолоджувальні реактор (з графітовим сповільнювачем). Його створення також було тісно пов'язане з ранніми програмами розробки ядерної зброї. В кінці 1940-х - початку 1950-х років Великобританія і Франція, прагнули до створення власних атомних бомб, приділяли основну увагу розробку газоохолоджувальні реакторів, якому досить ефективно виробляють збройовий плутоній і до того ж можуть працювати на природному урані.

Третій тип реактору, мав комерційний успіх, - це реактор, у якому теплоносієм і сповільнювачем є важка вода, а паливом теж природний уран. На початку ядерної ери потенційні переваги важководного реактора

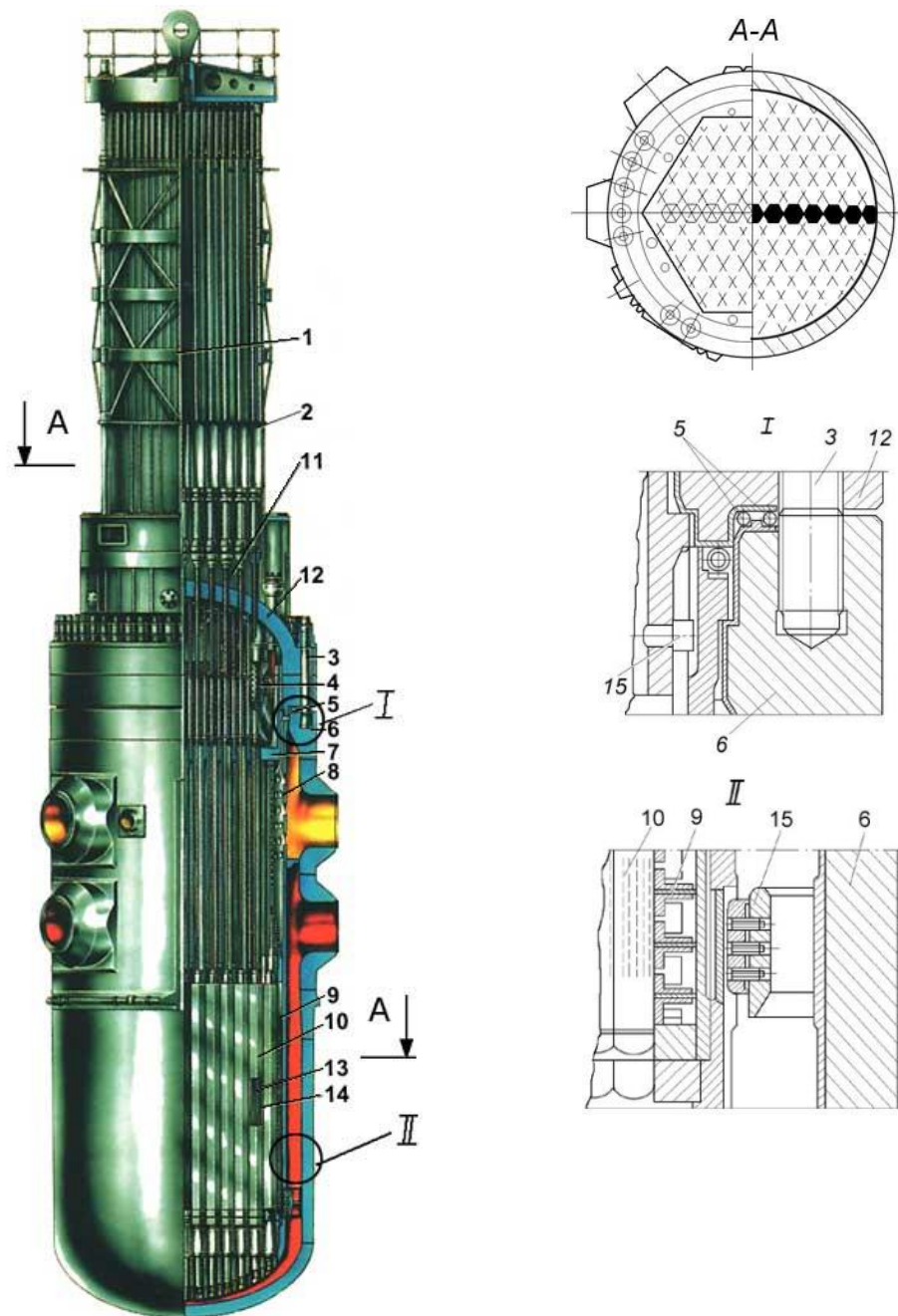
досліджувалися в ряді країн. Однак потім виробництво таких реакторів зосередилося головним чином в Канаді через її величезні запаси урану.

1.6 Характеристики ядерного реактору ВВЕР-1000

На ЗАЕС встановлено шість водо-водяних енергетичних реакторів типу ВВЕР-1000 (рис.1.2).

Корпус реактора типу ВВЕР є складною конструкцією циліндричної форми, яка виготовляється з цільнокованих обичайок без повздовжніх зварних швів, що підвищує надійність експлуатації. Нижня частина корпусу, в якій розташована активна зона, як правило, виконується у вигляді цілої циліндричної оболонки з еліптичним днищем без яких-небудь врізань і отворів. Вхідні і вихідні патрубки для під'єднання головних циркуляційних трубопроводів теплоносія, а також інші комунікації розташовуються вище за верхню частину активної зони не менше ніж на 1000 мм.

Під час конструювання і виготовлення корпусів водо-водяних енергетичних реакторів ставиться завдання забезпечення багаторічної (до 30 років) надійної експлуатації реактора при різних режимах. Корпус реактора працює в дуже важких умовах: високий тиск і температура теплоносія, потужні потоки радіоактивного випромінювання, значні швидкості теплоносія, який навіть при високому ступені чистоти є корозійно-агресивним середовищем.



1 - верхній блок; 2 - привід СУЗ (системи управління і захисту); 3 - шпилька; 4 - труба для завантаження зразків-свідків; 5 - ущільнення; 6 - корпус реактора; 7 - блок захисних труб; 8 - шахта; 9 – вигородка активної зони; 10 - паливні збірки; 11 - теплоізоляція реактора; 12 - кришка реактора; 13 - регулюючі стержні; 14 - паливні стержні; 15 - фіксуючі шпонки.

Рисунок 1.2 - Реактор ВВЕР-1000

В процесі експлуатації метал корпусу піддається періодичним навантаженням, які пов'язані з коливанням тиску і температури при сталих і перехідних режимах, а також з пониженням тиску до атмосферного і температури до 60 °С при планових і аварійних зупинках. Потоки ядерного випромінювання, циклічні навантаження і тривала дія високої температури викликають поступову зміну властивостей матеріалу. Профілактичний огляд і ремонт елементів корпусу обмежені, в результаті їх високої наведеної радіоактивності. Для роботи в таких умовах бажаними матеріалами є перлітові низьколеговані сталі типу 15Х2МФА і 22К. Крім високих механічних і пластичних властивостей вище перелічені сталі є технологічними під час зварювання і виготовлення поковок масою до 200 000 кг і товщиною до 600 мм. Внутрішня поверхня корпусу, як правило, покривається антикорозійним наплавленням, що значно зменшує вихід продуктів корозії у воду реактора. Виготовлення корпусів ВВЕР, що працюють при високих тисках (до 16 МПа) і температурі (до 340 °С) теплоносія, цілком з нержавіючих сталей неможливо внаслідок їх не технологічності і низької міцності.

Виготовлюються корпуси водо-водяних енергетичних реакторів переважно на заводах з подальшим їх перевезенням по залізничних путях. У зв'язку з цим максимальні габарити корпусу серійного реактора великої потужності ВВЕР-1000 (висота – 10880 мм, зовнішній діаметр по фланцю - 4570 мм) вкладаються з необхідними межами для перевезення по залізницях.

Таблиця 1.1 - Основні характеристики корпусу водо-водяних енергетичних реакторів

Параметр		ВВЕР-210	ВВЕР-365	ВВЕР-440	ВВЕР-1000
Робочий тиск, МПа		10	10,5	12,5	16
Внутрішній діаметр, мм		3600	3560	3560	4155
Висота, мм		11100	12000	11800	10880
Максимальний діаметр, мм		4400 по бандажу	4400 по бандажу	4270 по бандажу	4535 по бандажу
Товщина, мм	циліндричної частини	100	120	140	190
	зони патрубків	180	200	200	265
Кількість отворів під вхідні і вихідні патрубки		2/6	2/8	2/6	2/4
Маса корпусу, кг		$185,4 \cdot 10^3$	$209,2 \cdot 10^3$	$200,8 \cdot 10^3$	$304 \cdot 10^3$
Кількість шпильок, шт		60	60	60	54

Корпус ВВЕР-1000 обладнаний двома рядами патрубків діаметром 850 мм по чотири патрубки в ряду, для підключення чотирьох циркуляційних петель головного циркуляційного контуру. Використання корпусу з дворядним розташуванням патрубків дозволяє зменшити габарити корпусу по патрубках в плані в порівнянні з однорядним розташуванням, а також спрощує схему циркуляції теплоносія в реакторі за рахунок розподілу потоку теплоносія суцільною кільцевою перегородкою, що частково виключає появу «гарячих» плям в зоні концентрацій напружень біля патрубків корпусу. Однорядне розташування патрубків на корпусах ВВЕР у свою чергу значно спрощує технологію і час виготовлення корпусу. Із збільшенням одиничної потужності водо-водяні енергетичні реактори з однорядним розташуванням патрубків будуть прийнятнішими, оскільки визначальним чинником буде час виготовлення, а не габарити.

Активна зона - частина ядерного реактора, в якій міститься ядерне паливо і яка забезпечує задану потужність і умови для ініціації та підтримання керуваної ланцюгової реакції ділення ядер.

Активна зона реактора набирається з ТВЗ певної форми відповідно до картограми завантаження реактора. ТВЗ встановлюються своїми хвостовиками в опорні осередки днища шахти.

Встановлені в реактор ТВЗ зверху притискаються блоком захисних труб. Конструкція елементів голівки ТВЗ з пружинами забезпечує фіксацію ТВЗ в реакторі, вихід з ладу будь-якої пружини не істотно впливає на величину фіксації.

В регулюючих ТВЗ активної зони і захисних трубах БЗТ переміщаються поглинаючі стержні, які, як правило, виконуються у вигляді пучка поглинаючих елементів.

Крім СУЗ реактора, основаної на механічному принципі, вплив на реактивність відбувається також хімічним способом, як правило, системою борного регулювання здійснюється компенсація повільних змін реактивності. Передбачається безперервний автоматичний контроль концентрації борної кислоти в теплоносії реактора і інших системах першого контуру.

В аварійних режимах під час розриву головних трубопроводів подача борної кислоти в реактор здійснюється за допомогою системи аварійного охолодження зони, яка забезпечує:

- залив активної зони з ємностей, що містять водний розчин борної кислоти під тиском,
- аварійне вприскування кислоти високонапірними насосами і подачу борного розчину низьконапірними насосами.

Основні конструкційні характеристики активної зони ВВЕР-1000 наведено у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Основні конструкційні характеристики активної зони ВВЕР-1000

Еквівалентний діаметр, мм		3120
Висота, мм		3550
Об'єм, м ³		27
Відношення площі уповільнювача до площі палива в поперечному перерізі активної зони		2
Крок між паливними збірками, мм		241
Робочий тиск, МПа		16
Температура теплоносія, °С	на вході в реактор	289
	на виході з реактора	320
Витрата теплоносія через реактор, кг/с		19000
Гідравлічний опір активної зони, МПа		0,18
Гідравлічний опір реактора, МПа		0,4
Температура теплоносія на виході з максимально навантаженої збірки, °С		310
Завантаження ректора паливом, кг		75000
Збагачення палива, %		4,4 ... 3,3
Швидкість теплоносія, м/с	в патрубку реактора (вхід/вихід)	9,8/11
	в активній зоні (середня)	5,5
Середній час роботи між перевантаженнями палива, с		$25,2 \cdot 10^6$
Середня питома енергонапруженість об'єму активної зони, кВт/л		111
Кількість механізмів регулювання		109

Модернізація активних зон ВВЕР в основному відбувається по шляху вдосконалення ТВЗ і поліпшення гідродинамічних характеристик внутрішньокорпусних пристроїв, а також підвищення ефективності використання палива.

1.7 Принципова теплова схема енергоблоку

Теплові схеми поділяються на принциповій розгорнуті (повні). На принциповій тепловій схемі показується тільки основне устаткування і трубопроводи, що з'єднують основне обладнання. На розгорнутій тепловій схемі вказується все обладнання, основне і допоміжне та всі трубопроводи, які об'єднують це обладнання в єдину схему. Принципові теплові схеми можуть бути складені під час вирішенні різних питань. При проектуванні нової станції - з метою вибору найбільш оптимального варіанту. Для обраного варіанта можуть варіюватися потужність і параметри основних агрегатів, схема їх включення в теплову схему АЕС. Найбільша теплова ефективність АЕС досягається варіюванням основних визначальних параметрів теплової схеми:

- температури регенеративного підігріву живильної води і схеми регенерації;
- тиску і температури, числа ступенів проміжного перегріву пара;
- типу приводу допоміжних механізмів і способів включення їх в схему;
- характеристик конденсаційної установки.

Поєднання цих параметрів з параметрами реактора, паропродуктивністю і паротурбінної установок визначає принципову теплову схему енергоблоку АЕС.

На будь-який АЕС розрізняють теплоносій і робоче тіло.

1-й контур. Призначення теплоносія - відводити тепло, що виділилося в активній зоні реактора в результаті поділу ядерного палива. Для надійної роботи тепловиділяючих елементів реактора теплоносій повинен мати високий ступінь чистоти. Тому контур теплоносія на АЕС завжди є замкнутим. До цього зобов'язує також наявність радіоактивності в теплоносії.

2-й контур. Робочим тілом для АЕС є водяна пара. Вимоги до чистоти робочого тіла також високі. Тому контур робочого тіла також є

замкнутим. Відсутність замкнутості призвело б до великих витрат на водопідготовчі системи, які при замкнутому контурі заповнюють лише незначні втрати робочого тіла.

Тому головна класифікація АЕС - по числу контурів. Крім класифікації по контурах можна також поділяти АЕС і за іншими ознаками: типом теплоносія, типу реактора, параметрами пара і типу турбін. Так, АЕС з ВВЕР - 1000 є двоконтурної, з теплоносієм "водою під тиском", з реактором на теплових нейтронах корпусного типу, з турбіною «м'ятої» насиченої пари.

Теплова схема енергоблоків з реакторами ВВЕР-1000 складається з чотирьох петель (чотири парогенератора, чотири ГЦН, один реактор, один компенсатор об'єму), моноблочна (один реактор - одна турбіна). Все теплотехнічне обладнання підрозділяється на реакторну, парогенераторну, турбогенераторну, конденсаційну установки і конденсаційно-живильний тракт, що включає системи регенерації низького і високого тиску і деаераційно-живильну установку.

Контур теплоносія працює в радіаційних умовах і називається першим контуром. Реакторна установка є джерелом генерації теплоти. У ядерному реакторі відбувається перетворення одних радіоактивних елементів в інші, під час якого виділяється величезна кількість енергії.

Теплоносій - вода під тиском (без кипіння) головним циркуляційним насосом (ГЦН) подається в реакторну установку (РУ), де він нагрівається і далі надходить в парогенератор (ПГ), де передає свою теплову енергію робочого тіла другого контуру. Оскільки вода практично не піддається стисканню, то для безпечної роботи реактора на контурі циркуляції теплоносія встановлюють компенсатор тиску (КД), що підтримує тиск в першому контурі постійним.

Контур робочого тіла що є нерадіоактивним, називається другим контуром. Виробляється в парогенераторі пар, по паропроводах свіжої пари надходить в турбіну (Т), де при його розширенні потенційна і кінетична енергія потоку пара перетворюється в механічну енергію обертання валу

турбогенератора. Механічна енергія, що передається на вал ротора генератора (Г) від вала турбіни, перетворюється в електричну енергію електромагнітним шляхом. Постійний струм обмотки ротора збуджує магнітний потік, під дією якого в обмотці статора наводиться електрорушійна сила і виникає електромагнітна зв'язок ротора зі статором.

Турбіна забезпечена конденсаційним пристроєм, сепараційно-пароперегрівчим пристроєм (СПП) та регенеративною установкою для підігріву живильної води.

Структурна схема системи регенерації зображена на рисунку 1.3: 4ПНД + Деаератор + 2ПВД. Пар, що відпрацював в турбіні конденсується в конденсаторі (К) за рахунок відбору остаточного тепла системою циркуляційного водопостачання. Охолоджуюча вода в конденсаторі подається циркуляційними насосами (ЦН). Частина пара, що частково відпрацював в турбіні відбирається на регенеративні підігрівачі високого і низького тиску та деаератор, на приводи турбін живильних пристроїв, на теплофікаційну водонагрівальну установку і на технологічні (власні) потреби станції. З конденсатора конденсаційними насосами першого ступеня (КН-1) через охолоджувачі основних ежекторів (ОЕ) і ежекторів ущільнень (ЕУ), через блокову знесолювальних установку (БОУ), де відбувається очищення конденсату від домішок, конденсат подається на всмоктування конденсаційних насосів другого ступеня (КН -2) і далі в підігрівачі низького тиску (ПНД), де він підігрівається добірним паром з турбіни. Після системи ПНД конденсат подається в деаераційну установку (Д-7) для видалення розчинених у воді корозійно-агресивних газів і додаткового підігріву. Від конденсатора до деаератора тракт називається конденсаційним, від деаератора до парогенератора - живильним. З деаератора турбоживильним насосом (ТВП) вода через систему підігрівачів високого тиску (ПВД) подається в парогенератор.

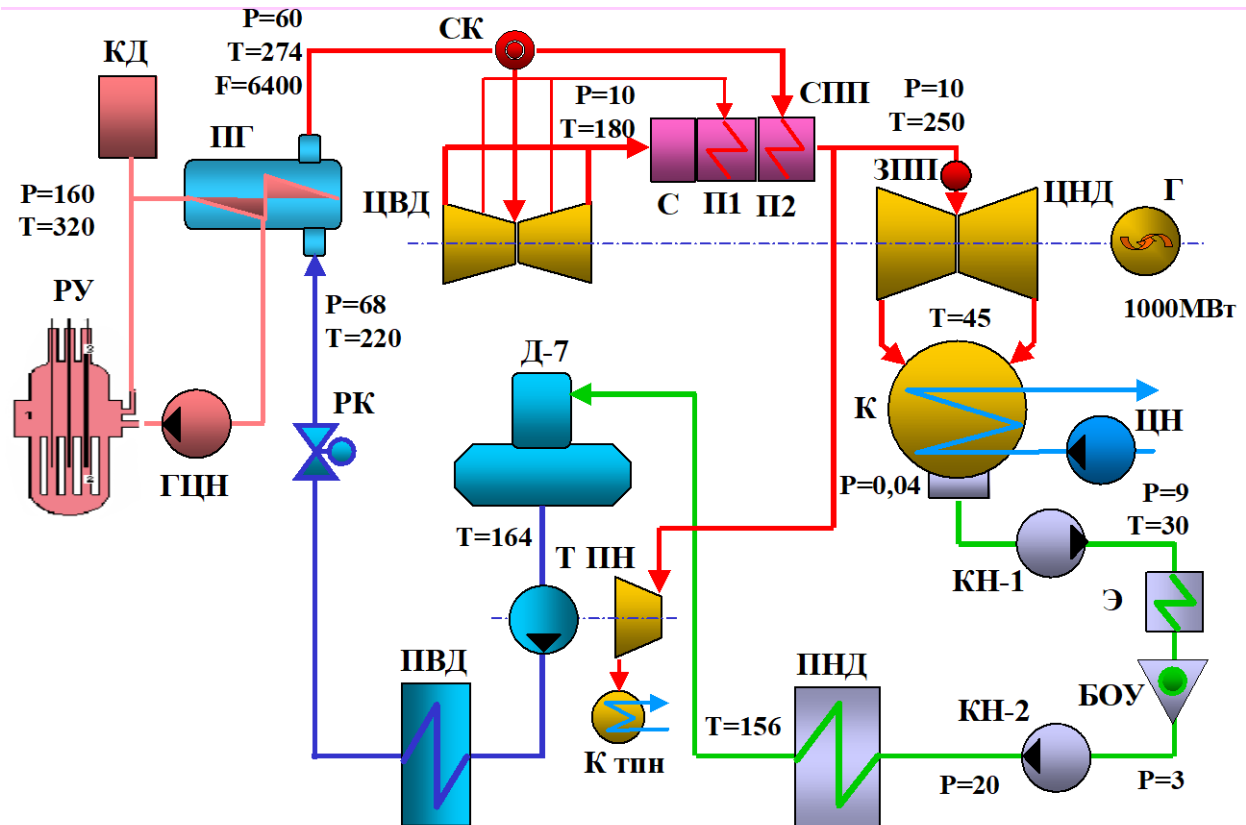


Рисунок 1.3 – Принципова теплова схема двоконтурної АЕС

Парогенератор, що розділяє перший і другий контури, в однаковій мірі належить першому і другому контурах. Передача теплоти в парогенераторі через поверхню вимагає перепаду температур між теплоносієм і робочим тілом. Прагнення не допустити кипіння в реакторі вимагає створення тиску в першому контурі істотно вище тиску в другому контурі. З цієї причини параметри робочого тіла на двоконтурній АЕС з ВВЕР завжди нижче параметрів теплоносія.

1.8 Парові турбіни на АЕС з проміжним перегрівом пари

Парова турбіна - це тепловий двигун безперервної дії, в лопатковому апараті якого потенційна енергія стислої і нагрітої водяної пари перетворюється в кінетичну, яка в свою чергу здійснює механічну роботу на валу. Потік водяної пари поступає через направляючі апарати на криволінійні лопатки, закріплені по колу ротора, і, впливаючи на них, призводить ротор в

обертання. Парова турбіна є одним з елементів паротурбінної установки (ПТУ). Окремі типи парових турбін також призначені для забезпечення споживачів тепловою енергією. Парова турбіна і електрогенератор складають турбоагрегат.

Парова турбіна при закінченні терміну служби має здатність зношуватись. У цьому випадку турбіну виводять з експлуатації або продовжують її строк служби за допомогою реконструкції. Також реконструкція парової турбіни направлена на збільшення експлуатаційних показників і характеристик економічності.

В [21] представлено два варіанти реконструкції парової турбіни:

- реконструкція по принципу турбоагрегату з роботою після реконструкції з розрахунковим вакуумом в конденсаторі ;
- реконструкція по принципу турбоагрегату з подачею мережевої води в основну охолоджуючу поверхню конденсатора в зимовий час [22].

При реконструкції парової турбіни передбачається в обох варіантах:

- збільшення теплофікаційного відбору пари;
- організація додаткового відбору пари
- заміна генератора з водневим охолодженням на генератор з повітряним охолодженням;
- заміна усього допоміжного обладнання турбіни та основних бойлерів;
- заміна стопорного клапану і усіх трубопроводів в межах турбіни.

Реконструкція парової турбіни направлена на збільшення експлуатаційних показників і характеристик економічності.

Згідно з [23] техніко-економічні показники показують перевагу другому варіанту реконструкції, який характеризує такі показники:

- позитивний чистий дисконтований дохід;
- внутрішня норма рентабельності вище ставки дисконтування приблизно на 16 %;

- динамічний строк окупності проекту менше строку служби основного обладнання.

У [24] представлено аналіз експлуатації парових турбін зверх критичних та високих параметрів в пускових режимах, що дозволив знайти шляхи збільшення внутрішнього відносного ККД парової турбіни до розрахункового ККД шляхом управління тепловим станом роз'ємних корпусів циліндрів парових турбін методом зворотного формування температурної нерівномірності (ЗФТН). Найбільшою проблемою в пускових режимах є найбільш уразливі місця корпусу турбіни, котрі викликані критичним термонапруженим станом, а також нерівномірністю температур, що сприяє виникненню неконцентричності та протіканню пари по нещільностям роз'єму. На основі даних аналізу накопиченого досвіду експлуатації парових турбін зверх критичних та високих параметрів в пускових режимах та необхідності забезпечення вимог з економічності, маневреності, надійності, пускової мобільності, підвищення ефективності експлуатації роз'ємних корпусів циліндрів парових турбін досягають шляхом управління тепловим станом роз'ємних корпусів циліндрів парових турбін методом ЗФТН. Останнє дозволяє збільшити внутрішній відносний ККД парової турбіни до розрахункового [25].

Для підвищення економічності, надійності і маневреності діючих парових турбінних установок також можливо впровадити ряд реконструктивних заходів, які детально представлені у [26].

На парових турбінах енергоблоків з потужністю 150, 200, 300, 800МВт ТЕС і 100, 250/300 МВт ТЕЦ підвищити початкову температуру пара і пара промислового перегріву. Це дозволить підвищити економічність приблизно на 1,3 і 1 % на конденсаційному і теплофікаційному режимах.

Підвищення температури живильної води не потребує радикальних конструктивних змін або заміни матеріалу в підігрівачах і поживного тракту.

Підвищення температури живильної води на турбоустановці за рахунок перенесення відбору пара на 1 щабель вище з урахуванням відповідного

зниження ККД котла знижує питому витрату тепла приблизно на (0,53...3) %.

За міжремонтний період експлуатації парових турбін спостерігається зниження економічності проточної частини ЦВД і ЦСД на (1,5 ... 2,0) % через збільшення зазорів в надбандажних ущільненнях.

Поставлена мета досягається установкою осерадіальних над бандажних ущільнень, в яких чергуються гребені статора і ротора утворюють лабіринт. В цих ущільненнях величина осьових і радіальних зазорів виключає зачіпання в процесі експлуатації і, відповідно, їх збільшення. У зв'язку з цим протікання в надбандажний простір залишаються постійними і в сумі за міжремонтний період значно зменшується, ніж традиційні ущільнення.

Модернізацію надбандажних ущільнень можна виконати при проведенні капітального ремонту.

В обсяг реконструктивних робіт входить:

- наплавлення ущільнювальних гребенів на козирки діафрагм;
- приварювання смуг на бандажі робочих лопаток.

Техніко-економічний ефект від модернізації надбандажних ущільнень циліндрів високого та середнього тиску турбін наступний:

- підвищення ККД ЦВТ до (1,5 ... 2,0) %;
- розрахункове збільшення потужності турбіни на (1,5 ... 2,0) МВт;
- зменшення витрат на ремонт і відновлення надбандажних ущільнень при капітальних ремонтах.

Застосування стільникових ущільнень дозволяє досягати істотного ефекту за рахунок зменшення протікання робочого тіла і підвищення надійності роботи конструкції при можливості торкання обертових частин ротора про елементи статора. Додаткова особливість стільникових ущільнень полягає в тому, що зі збільшенням зазору знижується інтенсивність росту витрати витіку робочого тіла.

Використання стільникового ущільнення також значно підвищує вібраційну надійність роботи ротора, тому що стільникова структура має демпфівальними властивостями [27].

Удосконалена дренажно-продувальна система забезпечує прискорений пуск турбіни за рахунок швидкого прогрівання всіх паропроводів турбоустановки, якісного їх дренажування і збільшення пропускної здатності дренажної системи, підвищує надійність роботи турбіни, забезпечує зручність обслуговування і експлуатації системи.

При реконструкції замінюється частина існуючих дренажних трубопроводів на нові, більшого діаметра, організовуються додаткові дренажі і продувки, проводиться упорядкування дренажів по їх параметрам і функціональності і перекомпонування дренажних колекторів.

Реконструюється гідромеханічна система автоматичного регулювання та захисту (САР) турбіни в електронно-гідравлічну. Особливістю даної пропозиції є те, що всі комплектуючі модернізації можливо спроектувати і виготовити в Україні [28].

Метою модернізації є підвищення точності підтримки частоти обертання ротора, поліпшення точності і швидкодії відпрацювання керуючих і захисних команд, підвищення надійності, а також зниження трудовитрат на обслуговування САР [29]. Модернізація САР турбіни дозволить енергоблоку ефективно брати участь в первинному і вторинному регулюванні частоти і потужності енергосистеми і в роботі протиаварійної автоматики. При цьому турбіна буде виробляти електроенергію на рівні європейських стандартів (з нечутливістю до 0,04 % і програмованої нерівномірністю (2...10) %), що дасть можливість енергосистемі України працювати спільно з європейськими енергосистемами.

Реконструкція полягає в установці на турбіні сучасної мікропроцесорної електронної системи зі збереженням в роботі існуючих гідравлічних сервоприводів парових клапанів. Решта існуючих механічних та гідравлічних пристроїв САР демонтуються.

Техніко-економічний ефект від реконструкції системи автоматичного регулювання та захисту забезпечується за рахунок:

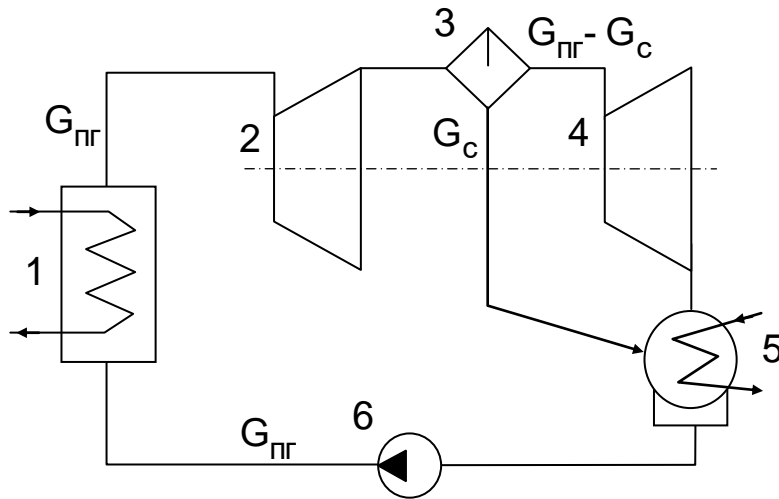
- підвищення точності управління турбіною;
- зниження витрат на заповнення і регенерацію робочої рідини САР завдяки зниженню вимог до її чистоти і подовженню періоду між її замінами;
- зменшення споживаної потужності насосів робочої рідини системи автоматичного регулювання та захисту;
- автоматизації перевірок і діагностики працездатності САР, в тому числі
- обертання ротора, що є основним чинником поліпшення показників надійності і продовження терміну служби турбіни;
- автоматизації контролю стану паророзподілу і проточної частини турбіни;
- підвищення точності і ефективності обмеження граничних параметрів режиму турбіни;
- підвищення технічного рівня і полегшення умов праці експлуатаційного і ремонтного персоналу електростанції.

Згідно з [30] після реконструкції парової турбіни її потужність не досягає проектної потужності, а внутрішній відносний ККД циліндра низького тиску парової турбіни приблизно на 4 % нижче розрахункового.

На Запорізькій АЕС (м. Енергодар) паротурбіна установка розділена на дві турбіни: циліндр високого тиску і циліндр низького тиску. Прийнятий цикл на перегрітому парі.

При компонованні схеми виникає питання, куди направити відсепаровану воду - сепаратор. У реальних установках, в яких передбачена також система регенеративного підігріву живильної води, сепаратор використовують в системі регенерації, так як він має значно більшу температуру, ніж конденсат в головному конденсаторі. Однак внесок регенерації тепла в підвищення коефіцієнта корисної дії ядерної енергетичної установки будемо розглядати окремо. Для з'ясування вкладу в коефіцієнт

корисної дії циклу тільки проміжної сепарації можна прийняти, що сепаратор направляє в головний конденсатор, де він свою надлишкову теплову енергію віддає охолоджуючій воді. В такому випадку схему робочого контуру з проміжною сепарацією можна представити у вигляді, показаному на рисунку 1.4.



1 - ПГ, 2 - ЦВД, 3 - С, 4 - ЦНД, 5 - ГК, 6 – ПН

Рисунок 1.4 - Функціональна схема ПТУ з проміжною сепарацією пара

Цикл теплового двигуна з проміжною сепарацією пара в діаграмі $T - s$ може бути зображений у вигляді, показаному на рисунку 1.5.

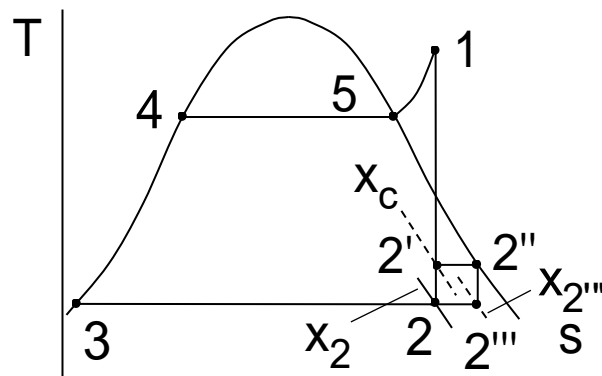


Рисунок 1.5 - Цикл ПТУ з проміжною сепарацією пара в діаграмі $T - s$

У наведеному тут циклі прийняті позначення:

1 - 2 - розширення пари в турбіні за умови відсутності сепаратора;

1 - 2' - розширення пара в ЦВД;

2'-2'' - сепарація пара в сепараторі С ($p_c = \text{const}$);

2'' - 2''' - розширення пара в ЦНД;

2''' - 3 - конденсація пара в головному конденсаторі;

2 - 3 - конденсація пара в головному конденсаторі за умови відсутності сепаратора.

У діаграмі $i - s$ процеси розширення пара в ПТУ можна показати наступним чином (рисунок 1.6).

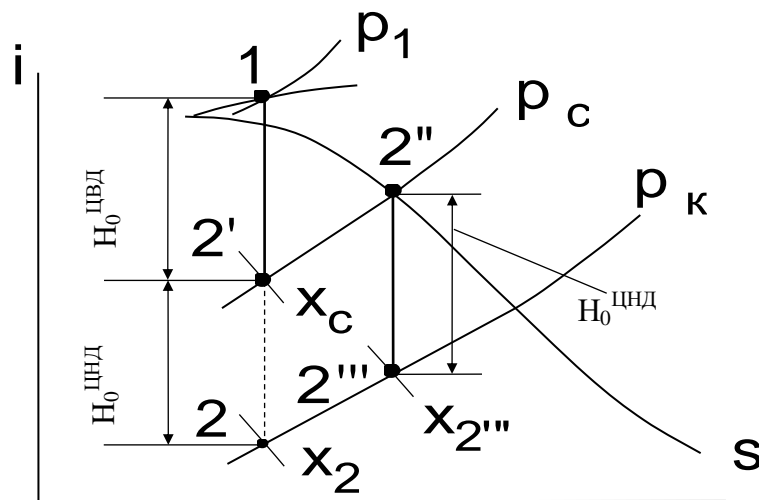


Рисунок 1.6 – Розширення пари в ПТУ з проміжною сепарацією на $i - s$ діаграмі

Зауважимо, що з огляду на порівняно невеликого видалення точки 2'' від точки 2' можна знехтувати непаралельністю ізобар p_c і $p_{гк}$ і прийняти, що довжина відрізка 2'-2'' дорівнює довжині відрізка 2''-2''' і дорівнює теплоперепаду $H_0^{\text{ЦНД}}$.

Очевидно, що термічний ККД такого циклу можна записати так:

$$\begin{aligned} \eta_t^c &= [G_{\text{пт}} \cdot H_0^{\text{ЦВД}} + (G_{\text{пт}} - G_c) \cdot H_0^{\text{ЦНД}}] / [G_{\text{пт}} \cdot (i_1 - i_3)] = \\ &= (H_0^{\text{ЦВД}} + (1 - G_c / G_{\text{пт}}) \cdot H_0^{\text{ЦНД}}) / (i_1 - i_3). \end{aligned} \quad (1.1)$$

Неважко помітити, що $G_c/G_{пт}$ є вологість пара на виході з ЦВТ і на вході в сепаратор.

Отже,

$$G_c/G_{пт} = 1 - x_c, \quad (1.2)$$

тоді,

$$\eta_t^c = (H_0^{цвд} + x_c \cdot H_0^{цнд}) / (i_1 - i_3). \quad (1.3)$$

Якби сепарація в контурі була відсутня, і пар в турбіні розширювався без сепарації до тиску в головному конденсаторі, то термічний ККД такого циклу становив би

$$\eta_t = (H_0^{цвд} + H_0^{цнд}) / (i_1 - i_3). \quad (1.4)$$

Порівнюючи отриманий вираз з (1.3), можна помітити: так як $x_c < 1$, то $\eta_t^c < \eta_t$, тобто впровадження проміжної сепарації веде до зменшення ККД циклу. Правда, зменшення ККД циклу не може бути більшим, так як в чисельнику зменшується не весь теплоперепад, а тільки наявний теплоперепад ЦНД. До того ж значення сухості пара на вході в сепаратор незначно відрізняється від одиниці (мінімум 0,85 ... 0,86). У реальних установках ця втрата економічності буде ще менше. Дійсно, енергія сепаратору не губиться повністю, як це прийнято в нашому випадку. Ця енергія частково повертається в робочий контур за рахунок участі сепаратор в регенеративної підігріві живильної води.

У той же час, як вже зазначалося, впровадження проміжної сепарації відкриває можливість значного збільшення тиску свіжої пари (p_1) і значного

зменшення тиску в головному конденсаторі (p_k). Завдяки цьому значно збільшиться ККД циклу. Це збільшення ККД суттєво перевищить то незначне зменшення ККД циклу, яке викликане виведенням з циклу сепаратору.

2 ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА ВВЕР-1000 ЗА УМОВИ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПАРОВОЇ ТУРБИНИ

Парова або газова турбіна є силовим двигуном, у якому потенційна енергія пари або газу перетворюється в кінетичну, а кінетична у свою чергу перетвориться в механічну енергію обертання вала. Вал турбіни безпосередньо або за допомогою зубчастої передачі з'єднується з робочою машиною. Залежно від призначення робочої машини парова або газова турбіна може бути застосована у всіляких областях промисловості: в енергетиці, на транспорті, у морському й річковому судноплавстві, в авіації, тощо. Парові й газові турбіни, як силові двигуни, у промисловості та енергетиці можуть бути використані тільки в сполученні з іншим енергетичним устаткуванням.

В результаті досліджень волого-парових турбін, що проводяться останніми роками, було виявлено, що складні газодинамічні і теплові процеси супроводжуються виникненням в потоці робочого тіла супутніх електрофізичних явищ. Уперше експериментальні дані щодо електризації вологої пари на натурній турбоустановці були отримані співробітниками ІПМаш НАН України під керівництвом А. Тареліна на турбіні Т – 37/50–88 ТЕЦ – 2 "Есхар" в 1998 році. Детальні дослідження електрофізичних явищ в турбінах показали, що вони здатні істотно впливати на робочі процеси в проточній частині циліндру низького тиску, в конденсаторі і в цілому на ефективність роботи турбоустановки. Першопричиною електрофізичних явищ (ЕФЯ) у паровому потоці є спонтанна електризація краплинної вологи, внаслідок чого з'являється об'ємний електричний заряд. Нині встановлено, що максимальна густина об'ємного електричного заряду концентрується за останнім ступенем і може досягати 10^{-3} Кл/м³ при напруженості поля близько $2 \cdot 10^5$ В/м. Об'ємний заряд формується зарядженими краплями, їх електризація залежить від розміру крапель, рН, хімічного складу робочого

тіла, а також від матеріалів проточної частини і лопаток турбіни. Як правило, великі ерозійно-небезпечні краплі заряджені позитивно, а дрібні – негативно. Особливістю процесів електризації і нейтралізації крапель в паровому потоці є їх локалізація на поверхні контакту крапель і металу. Внаслідок цього поверхні робочих лопаток, що зазнають інтенсивних механічних навантажень також зазнають і дії ЕФЯ, у тому числі електричного поля об'ємного заряду пари, яке має постійну і змінні складові, обумовлені змінами в часі величини і значення об'ємного заряду. Дія такого роду може інтенсифікувати ерозійно-корозійне ушкодження робочих лопаток турбіни, що призведе до скорочення їх ресурсу і зниження ефективності роботи турбіни.

Наведено огляд науково-технічної інформації про феномен спонтанної електризації потоку водяної вологої пари в каналах і соплах парових машин. Розглянуто інформацію про феномен електризації металевого тіла в потоці аерозолі. Показано зв'язок цих явищ з процесами електризації пари і ротора у волого-парових турбінах. Розглянуто дослідження спонтанної електризації вологої пари і супутніх електрофізичних явищ в парових турбінах та їх вплив на ефективність і надійність, проведені А. Тареліним, В. Склярівим, М. Сурду. Показано що електризація крапель здатна впливати на ерозійні процеси в турбіні. Наведено зарубіжні дані про експериментальні дослідження зарядженості крапель в турбінах теплових і атомних станцій які провели чеські вчені V. Petr і M. Kolovratník, а також дані досліджень впливу електризації пари на процеси конденсації, здійснених фахівцями EPRI (USA), та J. Buckley в університеті Бірмінгема в Англії. Розглянута проблема ерозійного пошкодження деталей вологопарових турбін, обумовлена наявністю в робочому тілі крапельної вологи і 5 основні методи захисту від ерозії. Показано, що в роботах провідних фахівців, які вивчають проблему ерозійних пошкоджень у вологопарових турбінах, І. Фаддєєва, О. Шубенка, О. Ковальського, Р. Перельмана, В. Пряхіна, Ю. Качурінера, електрофізичні аспекти ерозійних явищ, як правило, розглядаються лише в контексті

виникнення пошкоджень підшипникових вузлів при електризації ротора турбіни. Вплив електризації парового потоку на ерозійні процеси в сучасних модельних уявленнях ерозійних процесів у явній формі не враховується. Аналіз наведеної в огляді науково-технічної інформації показав, що електризована волога пара і супутні електризації пари ЕФЯ здатні негативно впливати на конструкційні матеріали проточної частини волого-парової турбіни і в першу чергу на поверхні робочих лопаток, але в сучасних методах захисту від негативного впливу вологості парового потоку не враховуються пошкоджувальні фактори, обумовлені електризацією пари. На основі аналізу стану проблеми сформульовані основні задачі дослідження та шляхи їх розв'язання.

Проведено аналіз особливостей впливу іонізованої пари і електричного поля на міцнісні властивості поверхні лопаткової сталі та визначено методологічний підхід дослідження. В якості інтегрального методу визначення міцнісних властивостей поверхневого шару лопаткової сталі був обраний метод дюраметрії. Для визначення електрохімічних факторів впливу електризованого парового потоку на лопаткову сталь використовувався метод термодесорбції водню. Електризований водний аерозоль при контакті з лопатковою сталлю може активно взаємодіяти з її поверхнею, наслідком чого можуть бути зміни міцнісних властивостей поверхні. У зв'язку з цим першим етапом дослідження було вивчення наслідків контакту електрично активного аерозольного середовища (водяної вологої пари з зарядженими краплями води) з поверхнею лопаткового матеріалу, без краплеударної механічної дії. Для розв'язання цієї задачі була сконструйована і виготовлена випробувальна установка, що створювала електричне поле і низькошвидкісний струмінь водяного туману з зарядженими крапельками, який мав контакт з поверхнею досліджуваного зразка лопаткової сталі. Схема установки зображена на рисунку 2.1. Експериментальна установка дозволяла отримувати вологу пару, що витікає в атмосферу й конденсується.

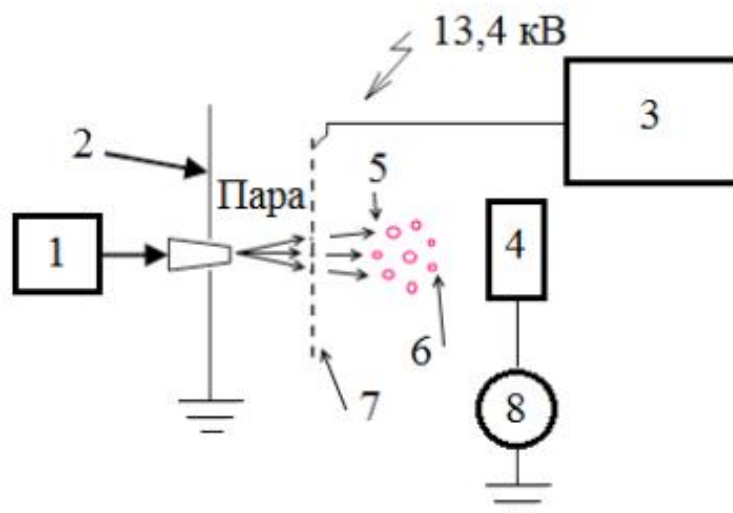


Рисунок 2.1 – Принципова схема парової турбіни

На рисунку 2.1 прийнято наступні позначення: 1- котел, 2 – екран, 3 – високовольтний генератор, 4 – зразок сталі, 5 – іонізований потік, 6 – іонний струм, 7 – сітчатий електрод, 8 – амперметр.

Генератором вологої пари був лабораторний котел ємністю 8 л, що працював при надлишковому тиску не більше 0,01 кПа. Як робоча рідина використовувалася дистильована вода. Продуктивність генератора вологої пари становила до 1 кг/год (0,28 г/с) з температурою пари на виході з паропроводу в атмосферу в діапазоні $100 \div 102$ °С. Швидкість потоку була $\sim 0,3$ м/с. З котла паропроводом з підігрівом пара потрапляла в направляючу скляну трубку і, проходячи через дрібнокомірчасту нержавіючу сітку, на яку подавали 6 напругу 13,4 кВ, заряджалася і у вигляді струменя туману витікала в атмосферу. За сіткою на відстані 15 мм розташовувався зразок лопаткової сталі, що обдувався струменем пари. Для дослідження використовувалися зразки лопаткової сталі 20X13. Вивчення мікротвердості зразків показало, що контакт з електрично активним аерозольним середовищем протягом 1,5 год знижує величину мікротвердості більш ніж на 50%, на глибину інденування – до 4 мкм. На рисунках 2.2, 2.3 показані об'ємні графіки із заповненням, що дозволяють наочно побачити якісну

відмінність характеру зміни мікротвердості для вихідного стану зразка і після дії зарядженої пари. На рисунку 2.4 відображена залежність мікротвердості від глибини індентування.

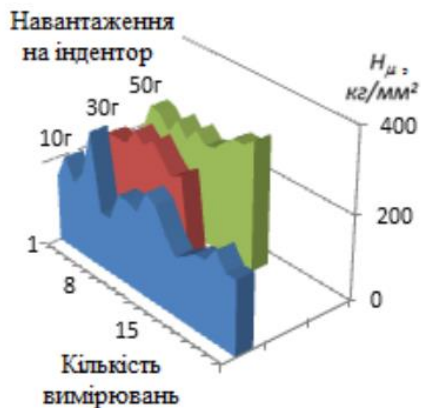


Рисунок 2.2 – Вихідні значення мікротвердості H_{μ}

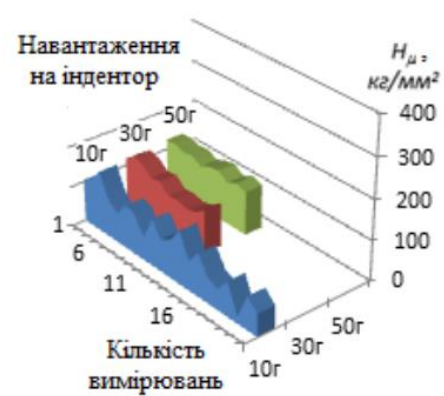


Рисунок 2.2 –Значення мікротвердості H_{μ} після дії пари

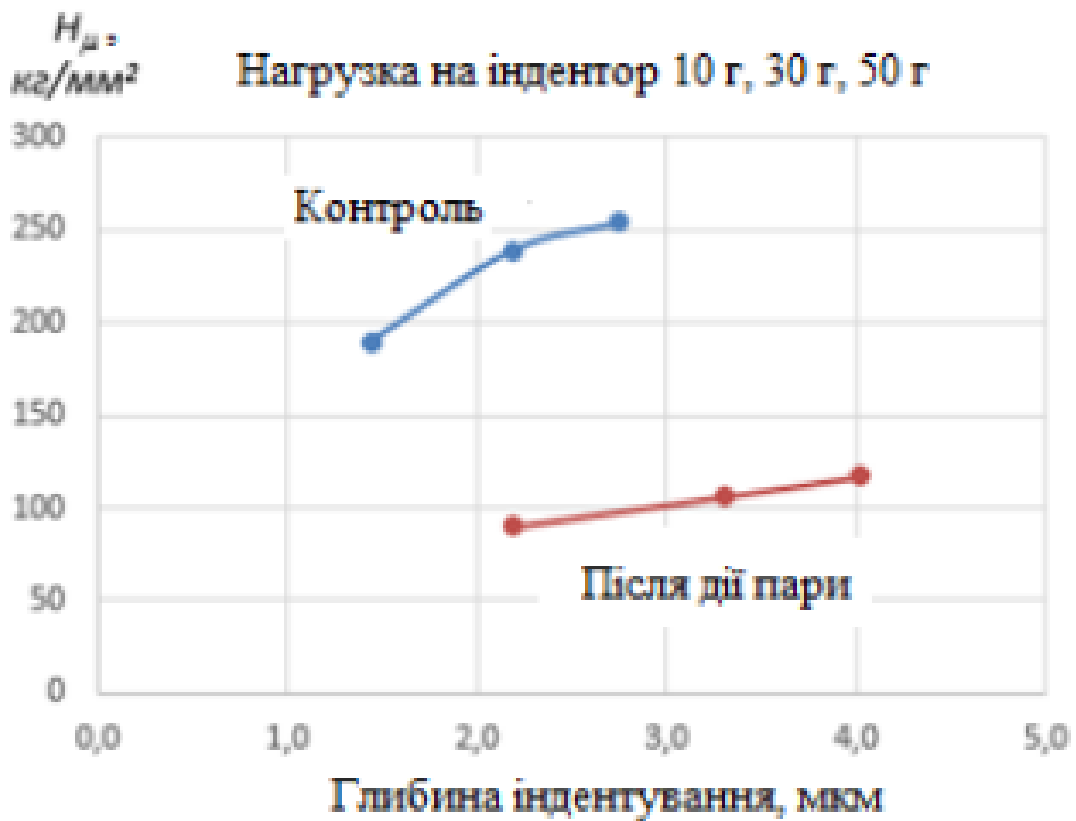


Рисунок 2.4 – Графіки значень мікротвердості до і після дії зарядженою парою

На основі отриманих результатів було зроблено припущення, що провідну роль в спостережуваних змінах мікротвердості відіграє насичення поверхневого шару металу дифузійно-рухливими іонами водню, джерелом яких може бути електрично активне аерозольне середовище, утворене дисперговою водою. Однак крім впливу водню причиною зменшення мікротвердості міг бути і вплив інших позитивно заряджених частинок, що знаходяться в повітрі. Для верифікації цього припущення була визначена роль крапель води в такому експерименті: в експериментальній установці струмінь вологої пари був замінений на струмінь повітря зі збереженням усіх інших параметрів установки.

Експеримент показав, що відсутність крапель води в потоці за інших умов, аналогічних першому експерименту, істотно змінює характер впливу на поверхневий шар лопаткової сталі. Після впливу потоку повітря, що пройшло через систему електризації установки, спостерігається зміцнення поверхневого шару. Ілюстрація мікротвердості наведена на рисунку 2.5.

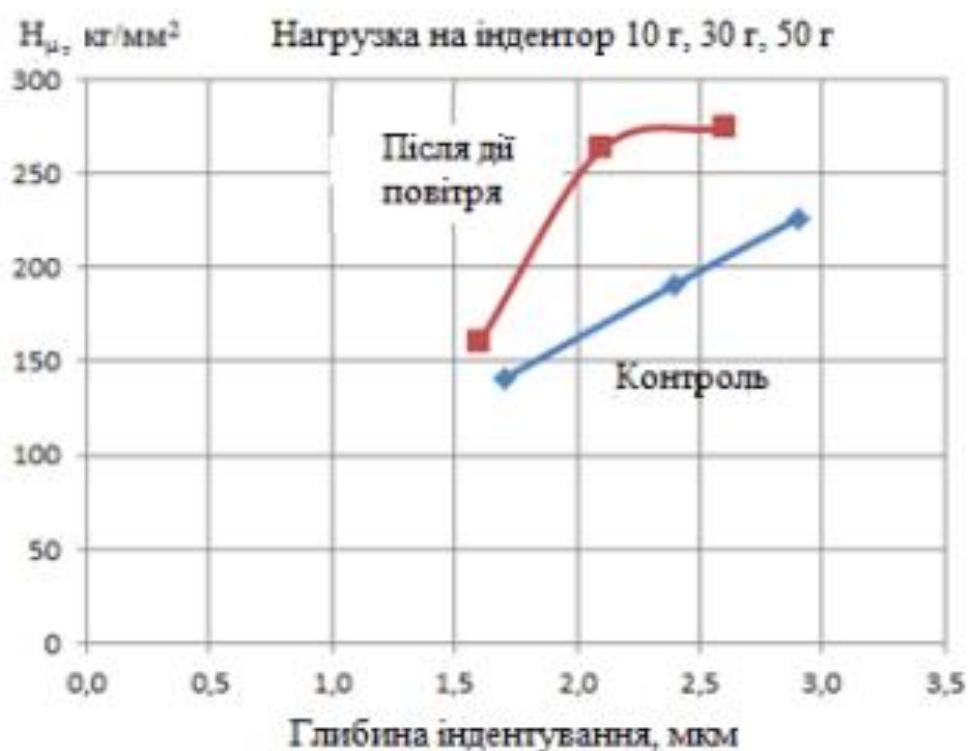


Рисунок 2.5 – Графіки мікротвердості до і після дії струменем повітря

Отримані дані дозволяють зробити висновок про те, що при зміні властивостей робочого середовища за наявності ЕФЯ може знижуватися або збільшуватися стійкість поверхні металу до механічних навантажень. Зокрема, якщо робоче середовище має об'ємний позитивний заряд, то при контакті з поверхнею лопаткової сталі воно чинить знеміцнювальну дію. Найбільш вірогідним фізичним механізмом знеміцнюючого впливу в даному випадку є наводнення металу позитивно зарядженими іонами водню і активізація електрохімічних процесів на поверхні, причому наводнення металу відбувається навіть за незначної швидкості діючого потоку. Наступним етапом дослідження, з урахуванням отриманих вище висновків, було вивчення комплексного механо-електрохімічного впливу зарядженого парового потоку на насичення воднем зразка лопаткової сталі, за надзвукової швидкості потоку пари, а також визначення кінетики зміни мікротвердості. Для розв'язання цієї задачі був підготовлений стенд, схема робочого процесу і структурна схема стенду наведена на рисунках 2.6.

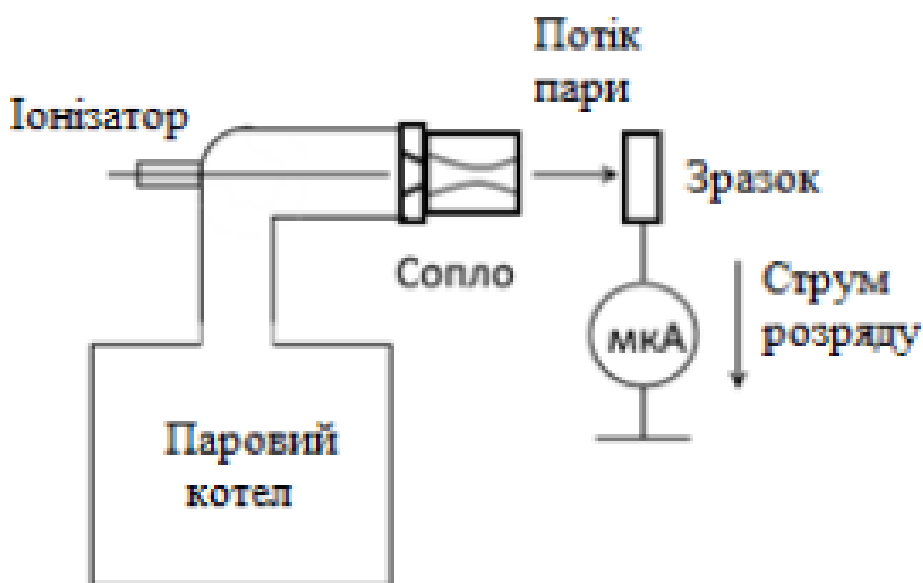


Рисунок 2.6 – Структурна схема процесу дії електризованої пари на зразок сталі

На стенді підтримувався режим роботи з тиском перед соплом $P \sim 176$ кПа, температура пари $t \sim 120$ 0С, витрата пари $G \sim 2,3$ г/с, швидкість $v \sim 400$ м/с. Стенд дозволяв діяти на зразок нейтральним паровим потоком або потоком з різними видами електризації. Експерименти проводилися в трьох режимах іонізації пари: нейтральному, позитивному і негативному. Використовувалися зразки сталі 15Х11МФ, експерименти проводилися з різними варіантами іонізації пари і подачі електричного потенціалу на досліджуваний зразок. Концентрація розчиненого в зразках водню в залежності від режиму обробки наведено на рисунку 2.7.



Рисунок 2.7 – Вміст водню в зразках сталі

Режим обробки зразків парою: 0 – контрольний, (не оброблений парою); 1 – пара суха перегріта нейтральна; 2 – волога пара нейтральна; 3 – волога пара негативно заряджена; 4 – волога пара позитивно заряджена. Результати дослідження показали, що найменше значення вмісту водню 0,65 ат. % відповідає впливу електронейтральної пари незалежно від її вологості, а у оброблених електризованою парою зразків вміст водню істотно вище

(більше ніж в 3 рази). При цьому вплив і нейтральної і електризованої вологої пари викликає ефект наводнення. Визначення кінетики зміни мікротвердості показало, що структурні і хімічні перетворення у поверхневому шарі лопаткової сталі найбільш активно протікають в перші 4-5 годин дії зарядженим паровим потоком. Цей факт був врахований в наступних експериментах. Під час аналізу всіх результатів вимірювання мікротвердості було виявлено, що частина експериментальних даних має суперечливий характер. Найбільш імовірною причиною цього був вплив атмосферного повітря і домішок в парі, що в умовах механо-електричної дії на поверхню металу сприяють утворенню плівки окислів та інших хімічних сполук. Для коректного дослідження насичення лопаткової сталі воднем і зміни характеристик міцнісних властивостей поверхневого шару в умовах, максимально наближених до існуючих в турбіні, на стенді була змонтована вакуумована проточна частина, яка мінімізує вплив повітря в експерименті. В стенд була додана система конденсації пари, що дозволяло працювати в конденсаційному режимі. Крім того, до наявних можливостей електризації пара була додана можливість обробляти пар бар'єрним розрядом і отримувати електризований квазінейтральний потік.

Дослідження впливу квазінейтрального потоку було включено в план експериментів через те, що раніше під час проведення досліджень на термодинамічному стенді з використанням штучної іонізації потоку переохолодженої пари було зафіксовано підвищення ефективності процесу розширення на 2,5 %. Однак характер впливу такого середовища на робочі лопатки був невідомий. В даному експерименті була поставлена додаткова задача вивчення дії на поверхню лопаткового матеріалу квазінейтрального середовища. Стенд працював в конденсаційному режимі за таких параметрів: тиск в конденсаторі підтримувався ~ 20 кПа, тиск перед соплом ~ 70 кПа, швидкість пари в робочому режимі ~ 400 м/с. За соплом в скляній проточній частині візуально спостерігався туманний факел пари, що конденсувалася.

2.1 Розрахунок ступеня парової турбіни

Вихідні дані для розрахунку ступеня парової турбіни:

1. Витрата пари $G_o=25$ кг/с.
2. Початкові параметри пари:
 - тиск $P_o=4$ МПа
 - температура $t_o=410^{\circ}\text{C}$
 - швидкість пари $C_o=40$ м/с
3. Тиск пари за ступенем $P_2=3,4$ МПа.
4. Число оборотів валу турбіни $n=3000$ об/хв.
5. Напрямок потоку пари при вході на ступінь $\alpha_o=90$ град.
6. Ступінь використання вхідної $\chi_o=1,0$ і вихідний $\chi_2=0,5$ швидкості.
7. Ступінь реактивності $\rho=20$.

По заданих значеннях параметрів пари перед ступенем і за нею на h - s діаграмі для ізоентропного процесу розширення пари визначаються початкова $h_o=3240$ кДж/кг і кінцева $h_2=3190$ кДж/кг ентальпії, а також теплоперепади що доводяться:

- на турбінний ступінь, кДж/кг

$$\Delta h_o = h_o - h_{o2} = 3240 - 3190 = 50$$

- на соплові решітки, кДж/кг

$$\Delta h_{o1} = (1 - \rho) \cdot \Delta h_o = (1 - 0,2) \cdot 50 = 40$$

- на робочі решітки, кДж/кг

$$\Delta h_{o2} = \rho \cdot \Delta h_o = 0,2 \cdot 50 = 10.$$

Користуючись діаграмою стану пари і $h-s$ діаграмою, визначають параметри пари перед і за сопловими і робочими решітками

$$P_0=4,0 \text{ МПа}; t_0=410^\circ\text{C}; v_0=0,077 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$P_1=3,5 \text{ МПа}; t_1=388^\circ\text{C}; v_1=0,085 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$P_2=3,4 \text{ МПа}; t_2=385^\circ\text{C}; v_2=0,087 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Фіктивна швидкість парового потоку (швидкість, еквівалентна всій енергії ступеня, що розташовується), відповідна його адіабатному розширенню на турбінному ступені, м/с

$$C_a = \sqrt{2 \cdot 10^3 \cdot \Delta h_0 + \chi_0 \cdot C_0^2} = \sqrt{2 \cdot 10^3 \cdot 50 + 1,0 \cdot 40^2} = 319.$$

Якщо кінетична енергія на вході перед ступенем повністю використовується, то $\chi_0=1$. Значення χ_a приймається в межах $0,42 \dots 0,48$; причому більше приймають для турбін підвищеної економічності. Приймаємо значення $\chi_a=0,43$. Значення χ_a виражає відношення швидкостей U/C_a , де U - окружна швидкість, м/с.

На підставі прийнятого значення χ_a окружна швидкість на середньому діаметрі облопачування, м/с

$$u = \chi_a \cdot C_a = 0,43 \cdot 319 = 137.$$

Середній діаметр облопачування ступеня, м

$$d_{cp} = \frac{u}{\pi \cdot n} = \frac{60 \cdot 137}{3,14 \cdot 3000} = 0,873.$$

Теоретична швидкість витікання пари з каналів соплових решіток, м/с

$$C_{1t} = \sqrt{2 \cdot 10^3 \cdot (1 - \rho) \cdot \Delta h_{01} + \chi_0 \cdot C_0^2} = \sqrt{2 \cdot 10^3 \cdot (1 - 0,2) \cdot 40 + 1 \cdot 40^2} = 286.$$

Дійсна швидкість пари на виході з соплових каналів, м/с

$$C_1 = \varphi \cdot C_{1t} = 0,952 \cdot 286 = 272,3,$$

де φ - коефіцієнт швидкості пари на вході в робочі грати.

Вибираємо кут виходу парового потоку з соплових решіток $\alpha_1 = 11^\circ$.

Вибираємо ступінь парціальності $\varepsilon = 1$ і коефіцієнт витрати соплових решіток $\mu_1 = 0,97$.

Висота соплових решіток, мм

$$l_1 = \frac{G_0 \cdot v_{1t}}{\mu_1 \cdot \pi \cdot d_{cp} \cdot C_{1t} \cdot \sin \alpha_1} = \frac{25 \cdot 0,085}{0,97 \cdot 3,14 \cdot 0,873 \cdot 286 \cdot \sin 11^\circ} = 14,64.$$

На рисунку 2.8 зображений ескіз проточної частини проміжного ступеня з типовими профілями соплової і робочої лопаток. Враховуючи великий вплив витоку пари в радіальних ущільненнях на ККД ступені, особливо при високому ступені реактивності величину зазору в них слід доводити до мінімально можливою ($\delta = 0,5 \dots 1$ мм).

Робочі лопатки завжди виконують із перекришею по відношенню до соплових решіток.

Для ступенів із невисокими решітками перекриша вибирається біля кореня лопатки $\Delta_1 = 1$ мм, а біля вершин $\Delta_2 = 1,6$ мм

$$l_2 = l_1 + \Delta_1 + \Delta_2 = 0,01464 + 0,001 + 0,0016 = 0,01724.$$

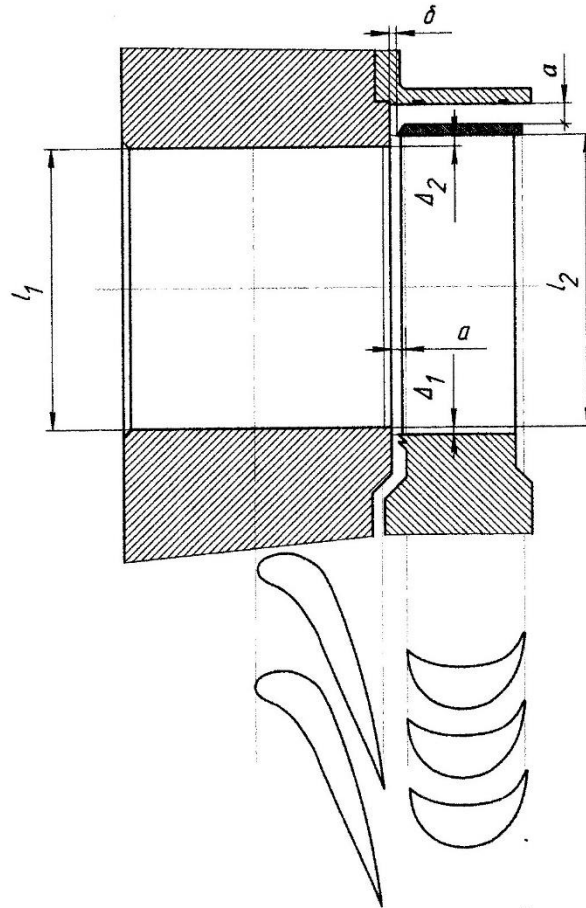


Рисунок 2.8 - Ескіз проточної частини проміжного ступеня

Відносна швидкість пари на вході в робочі решітки, м/с

$$W_1 = \sqrt{(C_1^2 + U^2 - 2 \cdot U \cdot C_1 \cdot \cos \alpha_1)} = \sqrt{(272,3^2 + 137^2 - 2 \cdot 137 \cdot 272,3 \cdot \cos 11^\circ)} = 140,3.$$

Кут входу пари на робочі лопатки

$$\sin \beta_1 = \left(\frac{C_1}{W_1} \right) \cdot \sin \alpha_1.$$

Звідки

$$\beta_1 = \arcsin \left[\left(\frac{C_1}{W_1} \right) \cdot \sin \alpha_1 \right] = \arcsin \left[\left(\frac{272,3}{140,3} \right) \cdot \sin 11^\circ \right] = 22^\circ.$$

Кут виходу пари з робочих лопаток

$$\beta_2 = \beta_1 - 3^\circ = 22^\circ - 3^\circ = 19^\circ.$$

Теоретична швидкість пари на виході з робочих лопаток, м/с

$$W_{2t} = \sqrt{2 \cdot \Delta h_{02} + W_1^2} = \sqrt{2 \cdot 10^3 \cdot 10 + 140,3^2} = 199,2.$$

Дійсна відносна швидкість пари на виході з робочих лопаток, м/с

$$W_2 = \psi \cdot W_{2t} = 0,78 \cdot 199,2 = 155,4,$$

Де ψ - коефіцієнт швидкості пари в робочих решітках.

Значення ψ відноситься до швидкості пари на робочих лопатках ω_2 близько 500 м/с. При інших швидкостях значення ψ слід помножити на поправочний коефіцієнт k ($\psi = \psi \cdot k = 0,78 \cdot 0,83 = 0,6474$).

Уточнюємо дійсну швидкість пари на виході з робочих решіток, м/с

$$W_2 = \psi \cdot W_{2t} = 0,6474 \cdot 199,2 = 128,96.$$

Уточнюємо кут виходу пари з робочих лопаток

$$\beta_2 = \arcsin\left(\frac{C_{2a}}{W_2}\right) = \arcsin\left(\frac{50,61}{128,96}\right) = 21^\circ,$$

де

$$C_{2a} = \frac{G_0 \cdot v_2}{\pi \cdot d_{cp} \cdot l_2} = \frac{25 \cdot 0,087}{3,14 \cdot 0,873 \cdot 0,01724} = 46,02.$$

Після цього уточнюємо коефіцієнт швидкості пари на виході з робочих лопаток ψ , відповідний набутого уточненого значення кута β_2 з урахуванням поправочного коефіцієнта k .

$$\psi = \psi \cdot k = 0,6474 \cdot 0,84 = 0,54.$$

Погрішність визначення коефіцієнта ψ

$$\Delta\psi = \frac{(\psi_{\max} - \psi_{\min})}{\psi_{\max}} = \frac{(0,78 - 0,54)}{0,78} = 0,3.$$

Уточнюємо дійсну швидкість пари на виході з робочих решіток, м/с

$$W_2 = \psi \cdot W_{2t} = 0,54 \cdot 199,2 = 107,57.$$

Абсолютна швидкість пари на виході з робочих лопаток, м/с

$$C_2 = \sqrt{W_2^2 + U^2 - 2 \cdot U \cdot W_2 \cdot \cos \beta_2} = \sqrt{107,57^2 + 137^2 - 2 \cdot 137 \cdot 107,57 \cdot \cos 21} = 51,56.$$

Із співвідношення $\sin \alpha_2 = (W_2 \cdot \sin \beta_2) / C_2$ або $\sin \alpha_2 = C_{2\alpha} / C_2$ визначуваний кут напрямку абсолютній швидкості α_2

$$\alpha_2 = \arcsin \left[\frac{W_2 \cdot \sin \beta_2}{C_2} \right] = \arcsin \left[\frac{107,57 \cdot \sin 21^\circ}{51,56} \right] = 79^\circ.$$

Будуємо в масштабі трикутники швидкостей (рис. 2.9).

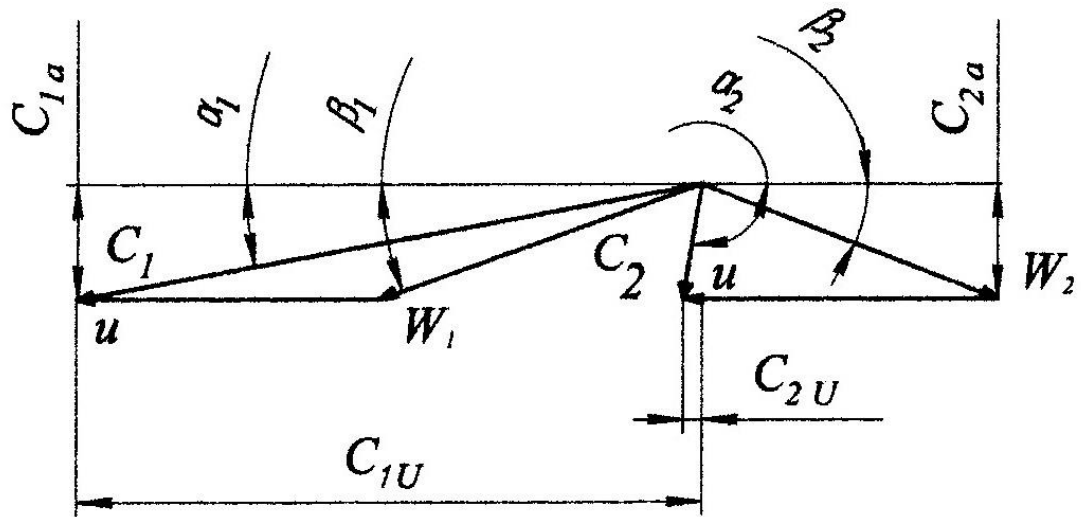


Рисунок 2.9 - Трикутники швидкостей турбінного ступеня

З трикутників швидкостей знаходимо проекції швидкостей C_1 і C_2 на окружний і аксіальний напрям, м/с

$$C_{1u} = C_1 \cdot \cos \alpha_1 = 272,3 \cdot \cos 11^\circ = 267,3,$$

$$C_{2u} = C_2 \cdot \cos \alpha_2 = 51,56 \cdot \cos 79^\circ = 9,8,$$

$$C_{1a} = C_1 \cdot \sin \alpha_1 = 272,3 \cdot \sin 11^\circ = 51,96,$$

$$C_{2a} = C_2 \cdot \sin(180 - \alpha_2) = 51,56 \cdot \sin(180 - 79^\circ) = 50,61.$$

2.2 Визначення втрат і ккд ступені турбіни

Втрати в соплових каналах, кДж/кг

$$\Delta h_c = \frac{C_{1t}^2 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot (1 - \varphi^2) = \frac{286^2 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot (1 - 0,952^2) = 3,83.$$

Втрати на робочих лопатках, кДж/кг

$$\Delta h_n = \frac{W_{2t}^2 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot (1 - \psi^2) = \frac{199,2 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot (1 - 0,54^2) = 7,8.$$

Втрати з вихідною швидкістю, кДж/кг

$$\Delta h_{6.c.} = \frac{C_2^2 \cdot 10^{-3}}{2} = \frac{51,56^2 \cdot 10^{-3}}{2} = 1,33.$$

Коефіцієнти втрат, виражені в долях енергії, що розташовується:

- у соплових решітках

$$\xi_c = \frac{\Delta h_c}{E_0} = \frac{3,83}{48,936} = 0,078;$$

- у робочих решітках

$$\xi_n = \frac{\Delta h_n}{E_0} = \frac{7,8}{48,936} = 0,16;$$

- з вихідною швидкістю

$$\xi_{6.c.} = \frac{\Delta h_{6.c.}}{E_0} = \frac{1,33}{48,936} = 0,027.$$

Відносний ККД лопатки

$$\begin{aligned} \eta_{ол} &= \frac{\Delta h_u}{E_0} = 1 - \frac{\Delta h_c}{E_0} - \frac{\Delta h_n}{E_0} - (1 - \mu_1) \cdot \frac{\Delta h_{6.c.}}{E_0} = 1 - \xi_c - \xi_n - (1 - \mu_1) \cdot \xi_{6.c.} = \\ &= \frac{37,04}{48,936} = 1 - \frac{3,83}{48,936} - \frac{7,8}{48,936} - (1 - 0,8) \cdot \frac{1,33}{48,936} = 1 - 0,078 - 0,16 - (1 - 0,8) \cdot 0,027 = 0,757, \end{aligned}$$

де Δh_u - використаний теплоперепад, віднесений до вінців робочих решіток, кДж/кг

$$\begin{aligned}\Delta h_u &= h_o + \mu_0 \cdot \Delta h_{e.c.} - \mu_1 \cdot \Delta h_{e.c.} - \Delta h_c - \Delta h_l - (1 - \mu_1) \cdot \Delta h_{e.c.} = \\ &= 50 + 0 \cdot 1,33 - 0,8 \cdot 1,33 - 3,83 - 7,8 - (1 - 0,8) \cdot 1,33 = 37,04;\end{aligned}$$

μ_0 - коефіцієнт використання вихідної швидкості попереднього не регулюючого ступеня (для першого ступеня $\mu_0 = 0$);

μ_1 - коефіцієнт використання вихідної швидкості даного ступеня ($\mu_1 = 0,75 \dots 0,8$);

E_0 - енергія пари, що доводиться на ступінь, кДж/кг

$$E_0 = (h_0 - \mu_0 \cdot \Delta h_{e.c.} - \mu_1 \cdot \Delta h_{e.c.}) = (50 - 0 \cdot 1,33 - 0,8 \cdot 1,33) = 48,936.$$

Для визначення відносного внутрішнього ККД ступеня знаходимо втрати енергії на тертя і вентиляцію, витік пари через внутрішні зазори в діафрагмових і радіальних ущільненнях.

Потужність, що витрачається на тертя і вентиляцію в ступені при ступені парціальності $\varepsilon = 1$, кВт

$$N_{m.e.} = 1,07 \cdot \lambda \cdot d^2 \cdot \left(\frac{U}{100}\right)^3 \cdot \rho = 1,07 \cdot 1,1 \cdot 0,858^2 \cdot \left(\frac{137}{100}\right)^3 \cdot 12,99 = 28,96,$$

де λ - коефіцієнт, значення якого для перегрітої пари рівне $1,1 \dots 1,2$; для насиченої пари - $1,3$;

d - діаметр диска, зміряний посередині лопаток, м

$$d = d_{cp} - l_1 = 0,873 - 0,01464 = 0,858,$$

ρ - щільність середовища, в якому обертається диск, кг/м³

$$\rho = \frac{1}{v_o} = \frac{1}{0,077} = 12,99,$$

v_o - питомий об'єм пари, м³/кг.

Втрати на тертя і вентиляцію, кДж/кг

$$\Delta h_{m.в.} = \frac{N_{m.в.}}{G_o} = \frac{28,96}{25} = 1,158 .$$

Втрати на тертя і вентиляцію в долях енергії, що розташовується

$$\xi_{m.в.} = \frac{\Delta h_{m.в.}}{E_o} = \frac{1,158}{48,936} = 0,024 .$$

Втрати на витік пари в діафрагмових і радіальних ущільненнях виражаються в долях енергії, що розташовується, на ступінь

$$\xi_{1,yn} = \frac{\mu_{1,yn} \cdot F_{1,yn} \cdot \eta_{ол}}{\mu_{1с.р.} \cdot F_1 \cdot \sqrt{z_1}} = \frac{0,78 \cdot 0,000471 \cdot 0,757}{0,98 \cdot 0,00774 \cdot \sqrt{4}} = 0,0181,$$

де $\mu_{1,yn}$ - коефіцієнт витрати пари в ущільненнях діафрагм (знаходиться по кривим на рис. 16.6) $\mu_{1,yn} = 0,78$;

$F_{1,yn}$ - площа кільцевого зазору діафрагмового ущільнення, м²

$$F_{1,yn} = \pi \cdot d_{yn} \cdot \delta = 3,14 \cdot 0,5 \cdot 0,3 \cdot 10^{-3} = 0,000471$$

d_{yn} - діаметр по діафрагмовому ущільненню (залежить від конструктивних особливостей турбін), приймається в межах 0,4...0,6 м;

δ_1 - радіальний зазор в ущільненні (приймається 0,3 мм);

$\mu_{1c.p.}$ - коефіцієнт витрати пари в соплових решітках (згідно з експериментальними даними $\mu_{1c.p.} = 0,96 \dots 0,98$ для перегрітої пари і $1,02 \dots 1,04$ - для вологого);

F_1 - вихідний перетин соплових решіток, м²

$$F_1 = \frac{G_0 \cdot v_{1t}}{\mu_{1c.p.} \cdot C_{1t}} = \frac{25 \cdot 0,085}{0,96 \cdot 286} = 0,00774,$$

z_1 - число гребінців ущільнювачів в діафрагмі (приймається 4).

Абсолютна величина втрат в діафрагмових ущільненнях, кДж/кг

$$\Delta h_{1yn} = \xi_{1yn} \cdot E_0 = 0,0181 \cdot 48,936 = 0,886.$$

Втрата на витік пари в радіальних ущільненнях робочих лопаток

$$\xi_{2yn} = \frac{\Delta h_{2yn}}{E_0} = \frac{\mu_{2yn} \cdot F_{2yn} \cdot \eta_{ол}}{\mu_1 \cdot F_1 \cdot \sqrt{z_2}} \cdot \sqrt{\frac{\rho_n}{1-\rho}} = \frac{0,76 \cdot 0,00134 \cdot 0,757}{0,8 \cdot 0,00774 \cdot \sqrt{4}} \cdot \sqrt{\frac{0,808}{1-0,2}} = 0,178,$$

Де Δh_{2yn} - абсолютна величина витоку пари в радіальних ущільненнях робочих лопаток;

μ_{2yn} - коефіцієнт витрати пари в зазорах радіальних ущільнень (визначається по кривим графічних залежностей рис. 16.6) $\mu_{2yn} = 0,76$;

F_{2yn} - площа кільцевого зазору радіального ущільнення, м²

$$F_{2yn} = \pi \cdot (d_{cp} + l_2) \cdot \delta_2 = 3,14 \cdot (0,873 + 0,01724) \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,00134 ;$$

z_2 - число гребінців ущільнювачів (приймається 4);

ρ_n - ступінь реактивності на периферії ступеня

$$\rho_n = 1 - (1 - \rho) \cdot \left(\frac{\frac{d_{cp}}{l_2}}{1 + \frac{d_{cp}}{l_2}} \right)^2 = 1 - (1 - 0,2) \cdot \left(\frac{\frac{0,873}{0,01724}}{1 + \frac{0,873}{0,01724}} \right)^2 = 0,808.$$

Абсолютна величина втрат від витoku в радіальних ущільненнях

$$\Delta h_{2yn} = \xi_{2yn} \cdot E_0 = 0,178 \cdot 48,936 = 8,71.$$

Відносний внутрішній ККД ступеня

$$\eta_{oi} = \eta_{ол} - \xi_{m.e.} - \xi_{1yn} - \xi_{2yn} = 0,757 - 0,024 - 0,0181 - 0,178 = 0,537.$$

Використаний теплоперепад в ступені, кДж/кг

$$\Delta h_i = \Delta h_u - \Delta h_{m.e.} - \Delta h_{1yn} - \Delta h_{2yn} = 37,04 - 1,158 - 0,886 - 8,71 = 26,29.$$

Внутрішня потужність ступеня, кВт

$$N_i = G_0 \cdot \Delta h_i = 25 \cdot 26,29 = 657,15.$$

На рисунку 2.10 зображений тепловий процес ступеня в h - S діаграмі.

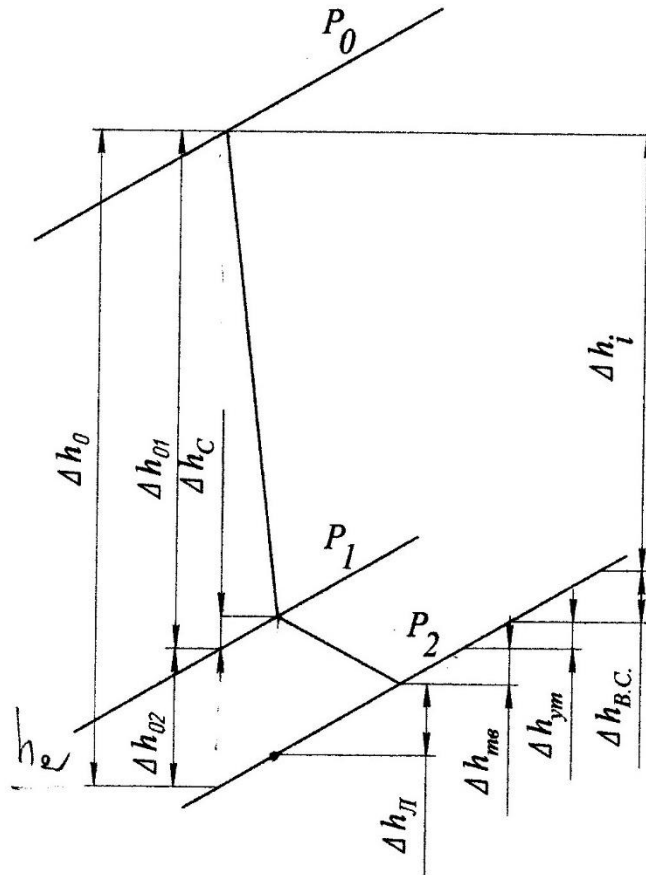


Рисунок 2.10 - Тепловий процес нерегульованого ступеня в $h-s$ діаграмі

2.3 Розрахунок розмірів проточної частини ступеня турбіни

Для визначенні режиму руху парового струменя в ступені визначаємо відношення тиску пари на виході із ступеня до тиску на її вході P_1/P_0 .

Визначаємо число Маха для соплових решіток

$$M_{c1} = \frac{C_1}{a_1} = \frac{272,3}{621,89} = 0,44,$$

де a_1 - швидкість розповсюдження звуку у вихідному перетині соплових решіток, м/с

$$a_1 = \sqrt{k \cdot P_1 \cdot v_1} = \sqrt{1,3 \cdot 3,5 \cdot 10^6 \cdot 0,085} = 621,89;$$

$\kappa = 1,3$ - для перегрітої пари;

P_1 - тиск, Па.

Перевіряємо вихідну висоту соплових решіток, м

$$l_1 = \frac{F_1}{\pi \cdot d_{cp} \cdot \sin \alpha_1} = \frac{0,00774}{3,14 \cdot 0,873 \cdot \sin 11^\circ} = 0,0148.$$

По набутих значенням числа Маха M_{cl} і куту входу потоку пари (кут нахилу соплових лопаток) підбираємо профіль соплової лопатки С-90-12А.

Для вибраного профілю лопатки беремо величину відносного кроку і оптимальний кут установки

$$\bar{t} = \frac{t_1}{B} = 0,75,$$

де B - хорда профілю соплової лопатки ($B = 60,6$ мм).

Визначуваний крок соплових решіток, мм

$$t_1 = \bar{t} \cdot B = 0,85 \cdot 60,6 = 46,875.$$

Кількість направляючих лопаток, шт.

$$Z_1 = \frac{\pi \cdot d_{cp}}{t_1} = \frac{3,14 \cdot 0,873}{46,875 \cdot 10^{-3}} = 59.$$

Остаточний крок решітки

$$t_1 = \frac{\pi \cdot d_{cp}}{Z_1} = \frac{3,14 \cdot 0,873}{59} = 46,46 .$$

Залежно від значення числа Маха і кута виходу потоку пари визначаємо характеристики профілю соплової лопатки.

Для побудови профілю визначимо коефіцієнт подібності

$$k_{nod} = \frac{B}{51,95} = \frac{60,6}{51,95} = 1,17 .$$

Значення M визначається по формулі

$$M = [\sin(\beta - 3,938) \cdot 48,715] + 3,35 = [\sin(32 - 3,938) \cdot 48,715] + 3,35 = 26,267 .$$

Кут установки соплової лопатки β вибираємо з діапазону оптимального кута установки.

Приймаємо оптимальний кут $\beta = 32^\circ$, будуємо ескіз соплової лопатки.

Визначаємо вихідний перетин каналів робочих решіток, m^2

$$F_2 = \frac{G_0 \cdot V_{2t}}{\mu_2 \cdot W_{2t}} = \frac{25 \cdot 0,087}{0,8 \cdot 199,2} = 0,137 ,$$

де μ_2 - коефіцієнт витрати пари в робочих решіток .

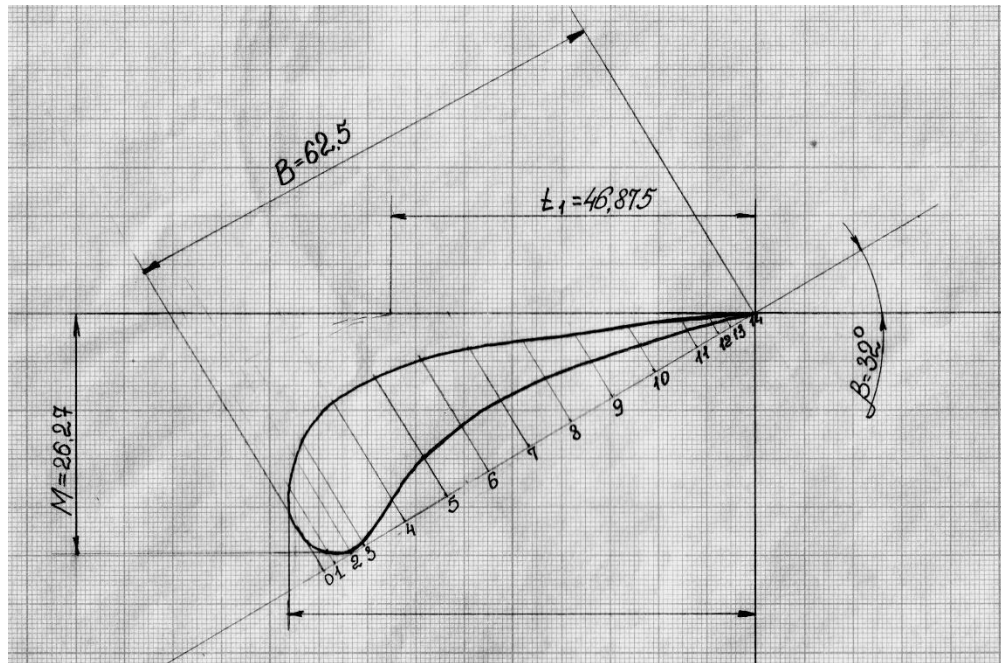


Рисунок 2.11 - Ескіз профілю соплової лопатки

Розрахункова вихідна висота робочих решіток, мм

$$l_2 = \frac{F_2}{\pi \cdot d_{cp} \cdot \sin \beta_2} = \frac{0,137}{3,14 \cdot 0,873 \cdot \sin 21^\circ} = 15,35.$$

Швидкість розповсюдження звуку в робочих решітках, м/с

$$a_2 = \sqrt{k \cdot P_2 \cdot v_2} = \sqrt{1,3 \cdot 3,4 \cdot 10^6 \cdot 0,087} = 620,1.$$

Число Маха для робочих решіток

$$M_{w_2} = \frac{W_2}{a_2} = \frac{155,4}{620,1} = 0,251.$$

Підбираємо профіль робочої лопатки Р-26-17А.

Визначаємо величину відносного кроку

$$\bar{t}_2 = \frac{t_2}{B} = 0,7,$$

де B - хорда профілю робочої лопатки ($B=25,7$ мм).

Для вибраної лопатки крок робочих решіток, мм

$$t_2 = \bar{t}_2 \cdot B = 0,7 \cdot 25,7 = 17,99.$$

Кількість робочих лопаток, шт.

$$Z_2 = \frac{\pi \cdot d_{cp}}{t_2} = \frac{3,14 \cdot 0,873}{17,99 \cdot 10^{-3}} = 153.$$

Уточнюємо остаточний крок решіток, мм

$$t_2 = \frac{\pi \cdot d_{cp}}{Z_2} = \frac{3,14 \cdot 0,873}{153} = 17,92.$$

Залежно від значення числа Маха і кута виходу потоку пари визначаємо характеристики профілю робочої лопатки.

Для побудови профілю визначимо коефіцієнт подібності

$$k_{\text{под}} = \frac{B}{25} = \frac{25,7}{25} = 1,03.$$

Кут установки робочої лопатки β вибираємо з діапазону оптимального кута установки.

Приймаючи оптимальний кут $\beta=81^\circ$, будуємо ескіз робочої лопатки.

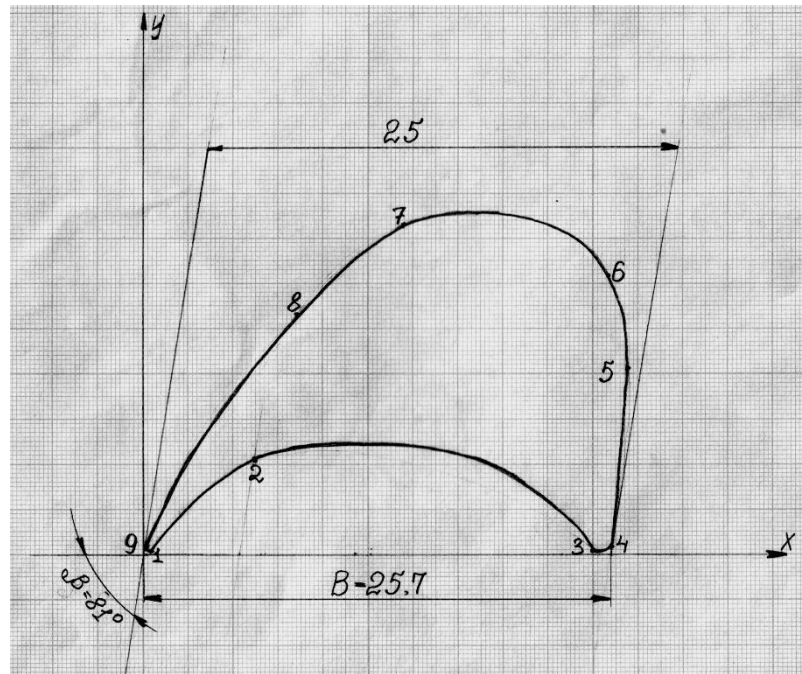


Рис. 2.12 - Ескіз профілю робочої лопатки

3 ОХОРОНА ПРАЦІ ПРИ РОБОТІ ТУРБОГЕНЕРАТОРА

3.1 Характеристика потенційних небезпечних та шкідливих виробничих факторів

При експлуатації турбогенератора виникає значна кількість небезпечних і шкідливих чинників. Окрім цього необхідно забезпечити виробничу санітарію на робочих місцях, передбачити необхідне освітлення і вентиляцію.

Шум негативно впливає на здоров'ї людини, підсилює стомлюваність робітника, сприяючи тим самим виникненню травм і помилок в роботі, а також зниженню працездатності людини.

Виміри проводяться безпосередньо в приміщенні цеху, де розташований турбогенератор, за допомогою приладів фірми «Роботрон». Тривалість перебування людей в зоні виміру: до 4 годин за зміну. Результати вимірів значення середнього рівня звукового тиску в стандартних октавних смугах частот зведені в таблицю 3.1.

Усунення шкідливої дії шуму на людину досягається за рахунок будівельно-акустичних заходів (звукоізоляція робочого місця машиніста котла), дистанційним керуванням шумогенеруючим устаткуванням, а також дистанційним контролем за його роботою, проведенням планово – попереджувальних ремонтів (ППР), вживанням засобів індивідуального захисту (наушники, протишумні вкладиші).

Зони з рівнем шуму вище 80дБ в обов'язковому порядку повинні забезпечуватися відповідними знаками безпеки.

Таблиця 3.1 - Результати вимірів значення середнього рівня звукового тиску в стандартних октавних смугах частот

Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц	Рівень звукового тиску, дБ		
	Середні значення за даними вимірів	Допустимі при сумарній тривалості перебування персоналу в робочій зоні	
		до 4 годин	до 1 години
63	86,3	105	110
125	85	98	104
250	85,3	92	98
500	83,5	89	95
1000	80,7	86	92
2000	78,0	84	90
4000	83,2	82	88
8000	85	80	86

Турбінний цех, в якому експлуатується реконструйована турбіна, відноситься до категорії «Г» по вибухопожежній небезпеці. Простір біля котла обладнаний засобами пожежогасіння. Для гасіння електроустаткування встановлюється пересувний вуглекислотний вогнегасник ОУ-80. Як первинні засоби пожежогасіння використовуються ручні вуглекислотні вогнегасники ОУ-5МН, пожежні щити згідно ГОСТ 12.4.009-83.

Категорії приміщень по вибухопожежній та пожежній небезпеці і ступінь вогнестійкості будівель, приміщень і споруджень цеху приведені в таблиці 3.2 .

Таблиця 3.2 - Категорії приміщень по вибухопожежній і пожежній небезпеці і ступінь вогнестійкості будівель, приміщень і споруджень цеху

Будівлі, приміщення і споруди	Категорія приміщень	Ступінь вогнестійкості
Турбінний цех, приміщення димососів	Г	II
Приміщення хімводопідготовки та деаераторна	Д	III
Приміщення розподільчого пристрою	Д	II
Матеріальні склади	В	II

Причиною виникнення пожежі можуть стати несправності в роботі електроустаткування внаслідок яких може виникнути: нагрів і спалах ізоляції кабелів, короткі замикання електропроводки. Причиною пожежі може стати і порушення правил пожежної безпеки при проведенні вогневих робіт під час експлуатації і ремонту устаткування.

Евакуація обслуговуючого персоналу відбувається через вхідні ворота котельної і через аварійний вихід на верхньому майданчику турбогенератора.

Для захисту будівлі цеху від розряду блискавки встановлюється захист третьої категорії міри надійності типа «А»(99,5 % і вище)

Приміщення цеху по небезпеці поразки електричним струмом відноситься до особливо небезпечних, оскільки присутні дві ознаки підвищеної небезпеки:

- залізобетонні струмопровідні підлоги;
- температура повітря 303 К.

При експлуатації турбіни використовується електричне устаткування з робочою напругою 380 В з глухо заземленою нейтраллю. Для устаткування з робочою напругою до 1000 В передбачається захисне заземлення з сумарним опором, що не перевищує 4 Ом.

3.2 Виробнича санітарія

В таблиці 3.3 представлені оптимальні величини температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень.

Таблиця 3.3 - Оптимальні величини температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень

Період року	Категорія робіт	Температура повітря	Відносна вологість	Швидкість руху, м/сек.
Холодний період року	Середньої важкості Па	19 – 21	60 – 40	0,2
	Середньої важкості Пб	17 – 19	60 – 40	0,2
Теплий період року	Середньої важкості Па	21 – 23	60 – 40	0,3
	Середньої важкості Пб	20 – 22	60 – 40	0,3

Наявність теплового випромінювання, що досягає 400 Вт/м^2 замість допустимого 140 Вт/м^2 , запилене приміщення цеху створюють проблему, що вимагає рішення. Дію цих чинників можна ослабити шляхом створення надійної системи вентиляції.

На підприємстві доцільно використовувати змішану систему вентиляції. Як загальнообмінна вентиляція прийнята аерація.

Місцева вентиляція забезпечує вентиляцію безпосередньо біля робочого місця машиніста турбіни і підрозділяється на припливну і витяжну. Як місцева припливна вентиляція приймаємо установку вентиляційної камери з припливним вентилятором типа ВЦ, номер якого буде визначений в приведеному нижче розрахунку.

Як місцеву витяжну вентиляцію можна використовувати витяжні парасольки, розташовані над джерелами тепловиділень і шкідливих викидів.

Пропонована система вентиляції дозволить забезпечити необхідний повітрообмін в приміщенні цеху.

Вентиляційні установки - пристрої, що забезпечують в приміщенні такий стан повітряного середовища, при якому людина відчуває себе нормально і мікроклімат приміщень не надає несприятливої дії на його здоров'я.

Для забезпечення потрібної по санітарних нормах якості повітряного середовища необхідна постійна зміна повітря в приміщенні; замість того, що видаляється вводиться свіже, після відповідної обробки, повітря.

У даному підрозділі представлено розрахунок загальнообмінної вентиляції від надлишків тепла.

Кількість вентиляційного повітря визначається по формулі, м³/с

$$V_{\text{вент}} = \frac{3600 \cdot Q_{\text{надл}}}{C \cdot \rho \cdot (t_{\text{вид}} - t_{\text{пр}})},$$

де $Q_{\text{надл}}$ - виділення в приміщенні явного тепла, Вт;

ρ - густина повітря, кг/м³;

$t_{\text{вид}}$ и $t_{\text{пр}}$ - температура видаленого та припливного повітря, °С.

Температура повітря, що видаляється, °С

$$t_{\text{вид}} = t_{\text{рз}} + d \cdot (h - 2) = 30 + 1,5 \cdot (14 - 2) = 48,$$

де $t_{\text{рз}}$ - температура повітря в робочій зоні, °С;

d - коефіцієнт наростання температури на кожен метр висоти, °С/м;

h - висота приміщення, м.

Кількість надлишкового тепла визначається з теплового балансу, як різниця між теплом, що поступає в приміщення і теплом, що видаляється з приміщення і поглинається в ньому, Вт

$$Q_{\text{надл}} = Q_{\text{прих}} - Q_{\text{вид}}$$

Тепло, що поступає в приміщення, Вт

$$Q_{\text{прих}} = Q_{\text{обор}} + Q_{\text{л}} + Q_{\text{осв}} + Q_{\text{рад}}$$

де $Q_{\text{обор}}$ - тепло від роботи устаткування, що поступає в зовнішнє довкілля, Вт;

$Q_{\text{л}}$ – тепло від людей, Вт;

$Q_{\text{осв}}$ - тепло від джерела освітлення, Вт;

$Q_{\text{рад}}$ - тепло від сонячної радіації через вікна, Вт.

Тепло від роботи устаткування, що поступає в зовнішнє довкілля, Вт

$$Q_{\text{обор}} = \nu \cdot P_{\text{уст}} = 0,02 \cdot 22180000 = 443600,$$

де ν - доля енергії, яка переходить в тепло;

$P_{\text{уст}}$ – потужність установки, Вт.

Тепло від людей, Вт

$$Q_{\text{л}} = n \cdot q = 3 \cdot 90 = 270,$$

де n – кількість людей в залі;

q – кількість тепла від однієї людини, 90 Вт.

Тепло від джерела освітлення, Вт

$$Q_{\text{осв}} = \mu P_{\text{осв}} = 0,4 \cdot 2000 = 800,$$

де $\mu = 0,4$ для люмінесцентних ламп;

$P_{\text{осв}}$ – потужність установки, що освітлює, Вт.

Тепло від сонячної радіації через вікна, Вт

$$Q_{\text{рад}} = A \cdot k \cdot S \cdot m = 127 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 0.8 = 914,4,$$

де A – кількість тепла в приміщення з 1 м^2 скла, Вт/м;

S - площа вікна, м^2 ;

m - кількість вікон;

k - коефіцієнт, що враховує характер скління.

Тепло, що поступає в приміщення, Вт

$$Q_{\text{прих}} = 443600 + 270 + 800 + 914,4 = 445584,4 .$$

Тепло, що видаляється з приміщення, Вт

$$Q_{\text{вид}} = 0,1 \cdot Q_{\text{прих}} = 0,1 \cdot 445584,4 = 44558,4.$$

Кількість надлишкового тепла, Вт

$$Q_{\text{надл}} = 445584,4 - 44558,4 = 401026.$$

Необхідний повітрообмін, $\text{м}^3/\text{год}$

$$V_{\text{вент}} = \frac{3600 \cdot 401026}{1000 \cdot 1,12 \cdot (48 - 20)} = 46036,14 .$$

Необхідна кратність повітрообміну, $\text{м}^3/\text{м}^3$

$$K = \frac{V_{\text{вент}}}{V_{\text{пр}}},$$

де $V_{\text{пр}}$ – площа приміщення, м^3

$$V_{\text{пр}} = a \cdot b \cdot h = 12 \cdot 10 \cdot 14 = 1680.$$

Кратність повітрообміну, $\text{м}^3/\text{м}^3$

$$K = \frac{46036,14}{1680} = 27,4.$$

Робимо підбір вентилятора по аеродинамічним характеристикам і спеціальним номограмам, складеним на основі стендових випробувань різних видів вентиляторів.

Вихідним параметром для вибору вентилятора є розрахункова продуктивність вентилятора, $\text{м}^3/\text{год}$

$$V_{\text{розр}} = 1,1 \cdot V_{\text{вент}} = 1,1 \cdot 46036,14 = 50639,754,$$

де 1,1 - коефіцієнт, що враховує витоки і підсоси повітря.

За вихідними даними вибираємо відцентровий вентилятор низького тиску ВЦ4-75 №12,5. По номограмах визначаємо його характеристики:

- число обертів - 1000 об/хв;

- ККД вентилятора – 0,8.

Необхідна встановлена потужність електродвигуна, Вт

$$N = \frac{V_{\text{рас}} \cdot H_{\text{в}}}{3600 \cdot \eta} = \frac{50639,754 \cdot 406}{3600 \cdot 0,8} = 7138,8.$$

Для досягнення необхідного рівня освітлення цеху необхідно поєднати природне і штучне освітлення.

Природне освітлення передбачено бічне – через отвори в зовнішніх стінах приміщення з двох сторін. Характеристика зорової роботи – середня точність.

Для штучного освітлення застосовуємо освітлювальні прилади: лампи розжарювання і газорозрядні лампи. Для поліпшення освітлення безпосередньо на робочих місцях встановлюємо світильники відбитого світла «люцента».

Економічними і сприятливими з гігієнічної точки зору є газорозрядні люмінесцентні лампи низького тиску, а саме лампи денного світла (ЛД) і денного світла з покращуваним перенесенням кольорів (ЛДУ).

На випадок аварії передбачається аварійне освітлення (10% від робітника), що має автономне джерело живлення. У проходах аварійне освітлення складає 0,5-1 люкс.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі вирішено актуальну науково - технічну задачу підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів шляхом модернізації промислового циклу роботи АЕС. Розглянуто парові турбіни з проміжним перегрівом пари, що використовуються на сучасних АЕС, а також можливість їх реконструкції. Вирішена задача підвищення енергетичної ефективності роботи ядерного реактора ВВЕР шляхом реконструкції парової турбіни.

Всебічний аналіз перспектив розвитку світової енергетики однозначно показав, що реальних альтернатив у інших видів енергії по відношенню до атомної енергетики в доступному для огляду майбутньому, по суті, немає.

Визначено, що впровадження проміжної сепарації відкриває можливість значного збільшення тиску свіжої пари і значного зменшення тиску в головному конденсаторі. Завдяки цьому значно збільшиться ККД циклу. Це збільшення ККД суттєво перевищить то незначне зменшення ККД циклу, яке викликано виведенням з циклу сепаратору.

Виконано аналіз принципової теплової схеми турбінного цеху Запорізької атомної станції. Систематизовані відомості про парову турбіну.

Розглянуто основні енергетичні схеми переходу різних видів енергії в турбосиловому агрегаті.

Проаналізовано основні особливості теплообмінних процесів в рекупераційному теплообміннику - конденсаторі парової турбіни. Визначено зони підвищеного навантаження, які потребують додаткового охолодження.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Офіційний сайт ЗАЕС [Електронний ресурс] / Запорізька атомна електростанція.- Режим доступу: URL: <http://www.npp.zp.ua> - Офіційний сайт ЗАЕС.
2. Маргулова, Т.Х. Атомные электрические станции [Текст] / Т.Х. Маргулова. -М.: Высш. школа, 1978. - 360 с.
3. Дубковский, В.А. Рациональные процессы, циклы и схемы энергоустановок [Текст] / В.А. Дубковский.- Одесса: Наука и техника, 2003. – 224 с.
4. Соловьев, Ю.П. Проектирование крупных центральных котельных для комплекса тепловых потребителей [Текст] / Ю.П.Соловьев. - М.: Энергия, 1976.-196 с.
5. Johnson, M. Advanced Power Cycles with Mixtures as the Working Fluid [Text] / M. Johnson. - Department of Chemical Engineering and Technology, Energy Processes Royal Institute of Technology Stockholm, Sweden, 2003. -84 p.
6. Шубин, Е.П Проектирование теплоподготовительных установок ТЭЦ и котельных [Текст] / Е.П. Шубин.– М.: Энергия, 1970. – 496 с.
7. Кривов, В.Г. Повышение эффективности дизельных энергоустановок путем утилизации отходящей теплоты [Текст] / В.Г.Кривов. – М.:Двигателестроение, 1979. – 54 с.
8. Кривов, В.Г. Комплексное электроснабжение на базе дизельных электростанций с внешней утилизацией отходящей теплоты [Текст] / В.Г.Кривов. – М.:Двигателестроение, 1988. – 19 с.
9. Кривов, В.Г. Дизельные теплоэлектростанции с тепловыми насосами [Текст] / В.Г.Кривов. – М.:Двигателестроение, 1989. – 27 с.
10. Синатов, С.А. Дизельные теплоэлектростанции с активными котлами-утилизаторами [Текст] / С.А. Синатов. – М.:Двигателестроение, 1988. – 94 с.

11. Фіалко, Н. М. Ефективність систем утилізації теплоти відхідних газів енергетичних установок різного типу [Текст] / Н. М. Фіалко, Ю. В. Шеренковській, А. І. Степанова, Р. А. Навродська, П. К. Голубинський, М. А. Новаковський. // Промислова теплотехніка. - 2008. - № 3. - С. 68-76.
12. Басок, Б.І. Аналіз когенераційних установок. Порівняльний аналіз схемних рішень когенераційних установок [Текст] / Б.І. Басок. – К.: Інститут технічної теплофізики НАН України, 2004. – 102 с.
13. Шляхин, П.Н. Паровые и газовые турбины [Текст] / П.Н. Шляхин. – М.: Энергия, 1974. – 224 с.
14. Белан, Ф.И. Водоподготовка [Текст] / Ф.И. Белан. – М.: Энергия, 1979.-208 с.
15. Нигматулин, И.Н. Тепловые двигатели [Текст] / И.Н. Нигматулин. –М.: Высш. Школа, 1974. – 375 с.
16. Соловьев, Ю.П. Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий [Текст] / Ю.П.Соловьев.- М.: Энергия, 1978. – 198 с.
17. Зуб, М.М. Паровые турбины [Текст] / М.М. Зуб. – К.: Вища школа, 1974.– 208 с.
18. Семенов, А.С. Тепловой расчет паровой турбины [Текст] / А.С. Семенов.- К.: Вища шк., 1975.– 194 с.
19. Дейч, М.Е. Атлас профилей решеток осевых турбин[Текст] / М.Е. Дейч. - М.: Машиностроение, 1965.– 68 с.
20. Гульницький В.В.; Качан С.А. Реконструкція парової турбини Гордненкої ТЭЦ-2. 2019.
21. Програма реконструкції і технічного перевооруження парових турбін на ТЭЦ. РУП «Гроноенерго», г. Гродно, ноябрь 2010 г.
22. Вишняков, І. Ю.; Протасов, О. С.; Бірківська, Н. В. Реконструкція існуючих парових котелень.
23. Нечуйвітер, М. М.; Кнабе, О. Г.; Шелепов, І. Г. Підвищення техніко-економічних характеристик парових турбін зверх критичних та

високих параметрів у пускових режимах. Энерго-и ресурсосберегающие технологии в энергетике и энергомашиностроении.

24. Кнабе О. Г. Доцільність застосування методу зворотного формування температурної нерівномірності для роз'ємних корпусів циліндрів парових турбін / О. Г. Кнабе , М. М. Нечуйвітер, І. Г. Шелепов . - Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси та устаткування .- Х.: НТУ «ХПІ», 2014.- № 13 – С. 55-60.

25. Мамонтов, Н. И.; пугачева, Т. Н. Некоторые проблемы реконструкции и модернизации паровых турбин тепловых электростанций Украины. 2008.

26. Кнабе А. Г. Способ повышения экономичности и маневренности разъемных корпусов турбин на высокие параметры пара / А. Г. Кнабе // Проблемы машиностроения. - 2010. – Т.13, № 6. – С. 3-8.

27. Спосіб формування оберненої температурної нерівномірності внутрішніх роз'ємних корпусів ЦВТ парової турбіни: патент 112336 Україна, МПК F01 D 19/02 (2006.01) , F01 D 1/00 / М. М. Нечуйвітер, О. Г. Кнабе - № u 2016 06622 заявл. 16.06.2016; Опубл. 12.12.2016 Бюл.23 – 3 с.

28. Nechuiviter, M. M. Aspects of stabilization of the heat condition of high pressure cylindrical cases of steam turbines in the starting and variable modes. Bulletin of the National Technical University" KhPI". Series: Mathematical modeling in engineering and technologies, 59 p.

29. Чейлитко, А. О. Ресурсозберігаючі технології в системах теплового захисту силового обладнання: монографія / А. О. Чейлитко, С.В. Ільїн, Ю.В. Бондаренко, Т.В. Черненко. — Запоріжжя : ЗНУ, 2019. — 208 с.

30. Cheilytko A.A., Karpenko A.V., Ilin S.V. Improving the efficiency of the unit of the zaporizhzhia npp with a wwer–1000 reactor. *Problems of Atomic Science and Technology* №1.2020.c.135-139

31. Староверов, К.В. Справочник проектировщика [Текст] / К.В. Староверов. - М.: Стройиздат, 1976. – 120 с.

32. Николаев, А.А. Справочник проектировщика. Проектирование топок и печей [Текст] / А.А. Николаев. - М.: Стройиздат, 1965. – 236 с.
33. Guerra, F. Primeira abordagem a utilização de modelos reduzidos para a determinação experimental do campo térmico de transformadores arrefecidos por convecção natural [Text] / Franklin Guerra, Isaac Moreira // Electricidade.- 1987.- № 233.- P. 141-145.
34. Кіров, В.С. Теплові схеми турбоустановок АЕС та їх розрахунки [Текст] : навч. посібник. / В.С. Кіров. - Одеса, 2002. - 200 с.
35. Gamma-ray detector based on high pressure xenon for radiation and environmental safety / V. E. Kutny, A. V. Rybka, L. N. Davydov // Questions of atomic science and technology. – 2017. – № 2 (108). – P. 103–108.
36. Городецький, Д. В. Проблема визначення доцільності дезактивації радіоактивно забруднених об'єктів при перетворенні об'єкта "Укриття" на екологічно безпечну систему та шляхи її вирішення [Текст] / Д. В. Городецький, В. В. Деренговський, Л. І. Павловський // Проблеми безпеки атом. електростанцій і Чорнобиля. – 2017. – Т. 28. – С. 34–41.
37. Стельмах, Д. А. Захоронение на месте как вариант снятия с эксплуатации объектов Чернобыльской АЭС [Текст] / Д. А. Стельмах, В. К. Кучинский, А. М. Платоненко // Ядерна та радіац. безпека. – 2016. – Т. 1 (69). – С. 57–63.
38. *Бабенко, В. А.* О влиянии различия масс пи-мезонов ($\pi^{\pm}-\pi^0$) и нуклонов (n-p) на нарушение зарядовой независимости ядерных сил [Текст] / В. А. Бабенко, Н. М. Петров // Ядерна фізика та енергетика. – 2017. – Т. 18, № 1. – С. 13–21.
39. Городецький, Д. В. Пропозиції щодо удосконалення нормативно-правових документів для забезпечення радіаційної безпеки під час перетворення об'єкта "Укриття" [Текст] / Д. В. Городецький, В. В. Деренговський, Л. І. Павловський // Проблеми безпеки атом. електростанцій і Чорнобиля. – 2017. – Т. 29. – С. 91–96.

40. Cheilytko A.A., Karpenko A.V., Ilin S.V. Improving the efficiency of the unit of the zaporizhzhia npp with a wwer–1000 reactor. *Problems of Atomic Science and Technology* №1.2020.c.135-139