

**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 Аналіз ефективності роботи блоку ЗАЕС від температури води  
охолодження конденсаторів парових турбін

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1449з  
спеціальності теплоенергетика

(код і назва спеціальності)

освітньої програми теплоенергетика

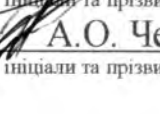
(код і назва освітньої програми)

спеціалізації \_\_\_\_\_

(код і назва спеціалізації)

Краснокутський Юрій Вікторович  
(ініціали та прізвище)

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

Рецензент зав.каф., доцент, д.т.н.  А.О. Чейлитко  
(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

Краснокутський Юрій Вікторович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи (проекту) Аналіз ефективності роботи блоку ЗАЕС від температури води охолодження конденсаторів парових турбін

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 15 грудня 2020 р.

3 Вихідні дані до роботи Принципова схема ЗАЕС. Турбіна К-1000-60/3000. Теплове навантаження на конденсатор

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Розрахунок витрати робочого тіла в елементах ПТС АЕС. Розрахунки матеріальних балансів елементів ПТС, пов'язаних з ЦНГ турбіни. Розрахунки температур охолоджуючої води на вході в конденсатор. Аналіз ККД турбоустановки від температури води охолодження конденсаторів парових турбін. Енергетичне рівняння турбіни К-1000-60/3000. Сучасні конденсатори насиченої пари для турбін АЕС.

5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Принципова схема конденсаційної установки. Розподіл ліній струму пароповітряної суміші в поверхневому конденсаторі. Поля концентрацій повітря (%) в трубному пучку конденсатора турбіни. Залежність ККД бруто від навантаження і температури охолоджуючої води на вході в конденсатор. Залежність ККД нетто від навантаження і температури охолоджуючої води на вході в конденсатор.

## 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	Опис блоку АЕС та її другого контуру	05.05.2020	
2	Аналіз ефективності роботи блоку ЗАЕС від температури води охолодження конденсаторів парових турбін	10.08.2020	
3	Аналіз ефективності роботи блоку ЗАЕС від температури води охолодження конденсаторів парових турбін	25.10.2020	
4	Оформлення пояснювальної записки	01.12.2020	
5	Підготовка презентації	10.12.2020	

Студент   
(підпис)

Ю.В. Краснокутський  
(ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проекту)   
(підпис)

А.С. Мних  
(ініціали та прізвище)

**Нормоконтроль пройдено**

Нормоконтролер   
(підпис)

Ю.М. Каюков  
(ініціали та прізвище)

## АНОТАЦІЯ

Краснокутський Ю.В. Аналіз ефективності роботи блоку ЗАЕС від температури води охолодження конденсаторів парових турбін.

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

В роботі наведено опис роботи блоку ЗАЕС та конденсаційної парової турбіни, виконано детальний розрахунок параметрів пари по ступеням парової турбіни. Проаналізовано шляхи підвищення ефективності роботи блоку ЗАЕС від температури води охолодження конденсаторів парових турбін. Проаналізовано наявні небезпечні і шкідливі чинники, що мають місце на АЕС і можуть впливати на обслуговуючий персонал. Наведено технічні рішення по запобіганню електротравматизму і заходи по підвищенню пожежної безпеки АЕС.

Ключові слова: атомна електростанція, турбіна, пара, швидкість, ентальпія, парова ступень.

## ABSTRACT

Krasnokutsky Yu.V. Analysis of efficiency of operation of the unit of the ZNPP from the water temperature of the cooling of the condensers of the steam turbines.

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.

The paper describes the operation of the CJSC unit and the condensing steam turbine, performed a detailed calculation of steam parameters by degrees of the steam turbine. The ways of increase of efficiency of operation of the ZNPP unit from water temperature of cooling of condensers of steam turbines are analyzed. The existing dangerous and harmful factors that occur at NPPs and can affect service personnel are analyzed. Technical solutions for the prevention of electrocution and measures to improve the fire safety of nuclear power plants are presented.

Keywords: nuclear power plant, turbine, steam, velocity, enthalpy, steam stage.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ОПИС БЛОКУ АЕС ТА ЇЇ ДРУГОГО КОНТУРУ.....	9
1.1 Сучасний стан та кваліфікація парових конденсаційних турбін.....	9
1.2 Відсмоктування парогазової суміші з конденсатора.....	12
1.3 Процеси деаерації у конденсаторі.....	15
1.4 Боротьба з підсмоктуванням води охолодження.....	16
1.5 Сучасні конденсатори насиченої пари для турбін АЕС.....	19
1.6 Енергетичне рівняння турбіни К-1000-60/3000.....	28
2 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ БЛОКУ ЗАЕС ВІД ТЕМПЕРАТУРИ ВОДИ ОХОЛОДЖЕННЯ КОНДЕНСАТОРІВ ПАРОВИХ ТУРБІН.....	34
2.1 Розрахунок витрати робочого тіла в елементах ПТС АЕС.....	42
2.2 Розрахунки матеріальних балансів елементів ПТС, пов'язаних з ЦНТ турбіни.....	45
2.3 Розрахунок температур охолоджуючої води на вході в конденсатор.....	50
2.4 Аналіз ККД турбоустановки від температури води охолодження конденсаторів парових турбін.....	57
3 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	60
3.1 Аналіз небезпечних виробничих факторів.....	60
3.2 Технічні рішення по запобіганню електротравм.....	65
3.3 Технічні рішення системи запобігання пожеж.....	66
3.4 Технічні рішення системи протипожежного захисту.....	67
3.5 Розрахунок інтенсивності теплового випромінювання.....	68
3.6 Радіаційна безпека.....	70
3.7 Розрахунок товщини захисних екранів від нейтронного випромінювання.....	77
3.8 Розрахунок товщини захисного екрану для захисту від нейтронного джерела.....	80
ВИСНОВКИ.....	82
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	83

## ВСТУП

*Актуальність роботи.* У зв'язку з прискоренням розвитку науково-технічного процесу, одним з найважливіших питань є підвищення видобутку електроенергії як на діючих атомних електростанціях так і на знов проєктованих з одночасним підвищенням рівня екологічної безпеки її виробництва. Це привело до необхідності вдосконалення та модернізації існуючих технологічних систем видобутку електроенергії на Запорізькій АЕС. Тому аналіз ефективності роботи блоку ЗАЕС від температури води охолодження конденсаторів парових турбін є актуальною задачею для України.

*Об'єкт дослідження* - ефективність роботи блоку ЗАЕС.

*Предмет дослідження* - вплив видобутку електричної енергії блоку ЗАЕС від температури води охолодження конденсаторів парових турбін.

*Мета роботи* - підвищення ефективності роботи ЗАЕС шляхом додаткового охолодження конденсатора турбіни.

*Задачі дослідження* - для досягнення поставленої мети в роботі вирішуються наступні задачі:

- аналіз літературних джерел за тематикою дослідження;
- аналіз теплової схеми ЗАЕС;
- аналіз характеристик та режимів роботи турбіни та конденсаторів Запорізької АЕС;
- розрахунок другого контуру ЗАЕС.

*Методи та засоби дослідження* - поставлені задачі вирішувались шляхом використання методу математичного моделювання процесів, що досліджуються, числового експерименту, порівняльного аналізу результатів числового експерименту, дослідження режимів роботи конденсатора та розрахунок другого контуру ЗАЕС.

*Наукова новизна отриманих результатів* - визначена оптимальна температура води охолодження конденсаторів парових турбін

*Практична цінність роботи.* Визначено поля розподілу температур робочого тіла в конденсаторах парових турбін ЯЕУ з реакторами ВВЕР-1000.

*Особистий внесок здобувача* - теоретичні дослідження виконані безпосередньо автором спільно із співробітниками Інженерного інституту Запорізького національного університету. Автору належать обґрунтування основних припущень та 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.

*Структура та обсяг роботи.* Магістерська робота включає вступ, три розділи, висновки та перелік джерел посилань з 41 позиції. Загальний обсяг складає 88 сторінки у тому числі 7 таблиць, 11 рисунків.



## 1 ОПИС БЛОКУ АЕС ТА ЇЇ ДРУГОГО КОНТУРУ

Спроби створити парову турбіну тривали дуже довго. Відомий опис примітивної парової турбіни, зроблений Героном Александрійським (1 ст. до н.е.). Але тільки наприкінці 19 ст., коли машинобудування і металургія досягли достатнього рівня, Густав де Лаваль (Швеція) та Чарлз Алджернон Парсонс (Велика Британія) незалежно один від одного у 1884-1889 р.р. створили парові турбіни, що були придатними для їх промислового застосування.

Парова турбіна виявилась дуже зручною для приводу обертових механізмів (генератори електричного струму, насоси) та суднових гвинтів; вона виявилася дуже легкою, швидкісною та економічною. Процес вдосконалення парової турбіни відбувався дуже швидко, як щодо поліпшення економічності та підвищення одиниці потужності, так і щодо створення спеціалізованих парових турбін різного застосування.

Неможливість отримати велику агрегатну потужність і дуже висока частота обертання одноступеневої парової турбіни Лавалю (до 30000 об/хв. у перших зразків) призвели до того, що вона зберегла своє значення тільки як привід допоміжних механізмів. Подальший розвиток галузі дав можливість збільшити потужність турбін, зберігши достатнє значення частоти обертання.

### 1.1 Сучасний стан та кваліфікація парових конденсаційних турбін

Залежно від характеру теплового процесу парові турбіни поділяються на 3 основні групи: конденсаційні, теплофікаційні та турбіни спеціального призначення. Також за типом ступенів турбін вони класифікуються як активні та реактивні.

Конденсаційні парові турбіни служать для перетворення максимально можливої частини теплоти пари в механічну роботу. Вони працюють з випуском (вихлопом) відпрацьованої пари в конденсатор, в якому підтримується вакуум. Конденсаційні турбіни бувають стаціонарними і

транспортними. Стаціонарні турбіни виготовляються на одному валу з генераторами змінного струму. Такі агрегати називають турбогенераторами. Теплові електростанції, на яких встановлені конденсаційні турбіни, називаються конденсаційними електричними станціями (КЕС). Транспортні парові турбіни використовуються як головних так і в допоміжних двигунах на кораблях і суднах. Неодноразово робилися спроби застосувати парові турбіни на локомотивах, проте паротурбовози поширення не отримали. Для з'єднання швидкохідних турбін з гребними гвинтами, які вимагають невеликої (від 100 до 500 об/хв) частоти обертання, застосовують зубчасті редуктори. На відміну від стаціонарних турбін (крім турбовоздуховок), судові працюють зі змінною частотою обертання, що визначається необхідною швидкістю ходу судна.

Теплофікаційні парові турбіни служать для одночасного отримання електричної та теплової енергії. Але основний кінцевий продукт таких турбін - тепло. Теплові електростанції, на яких встановлені теплофікаційні парові турбіни, називаються теплоелектроцентралями (ТЕЦ). До теплофікаційних парових турбін відносяться турбіни з протитиском, з регульованим відбором пари, а також з відбором і протитиском. У турбін з відбором і протитиском частина пари відводиться з 1 або 2 проміжних ступенів, а вся відпрацьована пара прямує з випускного патрубку в опалювальну систему або до мережевого підігрівача.

Парові турбіни спеціального призначення зазвичай працюють на теплі металургійних, машинобудівних, і хімічних підприємств. До турбін спеціального призначення відносяться приводні турбіни різних агрегатів, що вимагають високої потужності приводу. Наприклад живильні насоси потужних енергоблоків електростанцій, нагнітачі і компресори газокompресорних станцій, тощо. Зазвичай стаціонарні парові турбіни мають нерегульовані відбори пари із ступенів тиску для регенеративного підігріву живильної води. Парові турбіни спеціального призначення не будують серіями, як конденсаційні і теплофікаційні, а в більшості випадків виготовляють за окремими замовленнями.

Замкненість пароводяного циклу ТЕС та АЕС досягається конденсацією відпрацьованої пари у конденсаційній установці (конденсаторі). Цей процес відбувається при постійному тискові завдяки передачі тепла конденсації пари воді охолодження. Відомо, що чим нижча температура конденсації, тим нижчий тиск у конденсаторі і вища теплова економічність паротурбінної установки при незмінних початкових параметрах. Це зв'язано з тим, що характеристики водяної пари такі, що розширення пари у турбіні до тисків, менших від атмосферного, дозволяє збільшити теплоперепад на 25 – 35 % в залежності від початкових параметрів пари. Тому завданням конструкторів та експлуатаційного персоналу ТЕС та АЕС є досягнення і підтримання вакууму у вихлопному патрубку турбіни і в самому конденсаторі.

З вихідного патрубка турбіни у паровий об'єм трубної системи конденсатора потрапляє пара, що відпрацьовала у турбіні. Через трубки конденсатора циркуляційним насосом прокачується вода охолодження. Конденсат, що утворився, стікає у нижню частину конденсатора і конденсатним насосом повертається у цикл. Розрідження у вихлопному патрубку турбіни і у конденсаторі забезпечують парострумним ежектором. Внаслідок розрідження у паровому просторі конденсатора через нещільності з'єднання турбіни з конденсатором та мікротріщини у корпусі постійно поступає повітря з навколишнього середовища, тому ежектор повинен працювати безперервно, відсмоктуючи повітря разом з деякою кількістю пари.

Вакуум у конденсаторі впливає на теплову ефективність станції. Зниженням тиску в конденсаторі з 0,004 до 0,003 МПа можна збільшити ККД установки приблизно на 2 % і, навпаки, збільшення тиску з 0,004 до 0,005 МПа призведе до зменшення ККД більше ніж на 1%.

Конденсація пари у конденсаторі відбувається завдяки нагріву циркуляційної води охолодження від початкової температури  $t_{ox1}$  до кінцевої  $t_{ox2}$ , тому температура конденсації завжди перевищує  $t_{ox2}$  і може лише наближатися до неї.

Температура води охолодження на вході у конденсатор  $t_{\text{ох1}}$  в залежності від вибраної системи технічного водопостачання і кліматичної зони розміщення станції змінюється у межах від 0 до 15°C взимку та від 15 до 33 °C влітку. Якщо прийняти нагрів води у конденсаторі  $\sim 10^\circ\text{C}$ , то вихідна температура води влітку буде в межах від 25 до 43 °C. За графіком залежності температури від тиску пари можна встановити, що тиск у конденсаторі при цьому буде 0,0033-0,006 МПа. Теплообмін через товщу матеріалу трубок вимагає додаткового перепаду температур  $\Delta t$ , який приймають рівним 3 - 5 °C, рідко до 10 °C.

## 1.2 Відсмоктування парогазової суміші з конденсатора

У конденсатор поступає не лише волога пара з останніх ступенів турбіни, але і повітря, яке проникає у вакуумований простір через нещільності у з'єднаннях корпусу конденсатора з вихлопним патрубком турбіни і через інші нещільності, наприклад, на лініях відборів пари та конденсату, тому тиск у паровому просторі конденсатора рівний сумі парціальних тисків водяної пари та інших газів. Оскільки конденсація водяної пари відбувається при її парціальному тиску, який відповідає температурі насичення і яка залежить від температури води охолодження, то від видалення з конденсатора газів, які не конденсуються, залежить глибина вакууму і теплова економічність ТЕС чи АЕС.

Сторонні гази також несприятливо впливають на коефіцієнт тепловіддачі при конденсації пари. При масовій концентрації сторонніх газів у 1%, коефіцієнт тепловіддачі при конденсації пари зменшується удвічі порівняно зі значенням для чистої пари, а при (2,5...3) % - у чотири рази. Узагальнення даних експлуатації конденсаторних установок показує, що продуктивність пристроїв для видалення повітря повинна бути у межах від 30 до 60 кг/год.

Кількість повітря, яке проникає у конденсатор, порівняно з витратою пари незначна. Через це при постійному відсмоктуванні повітря тиск у

конденсаторі практично рівний тиску, який відповідає температурі насичення пари. Але у місцях відсмоктування концентрація повітря може бути підвищеною, а парціальний тиск водяної відповідно меншим і конденсат пари у цій зоні буде переохолодженим щодо іншого конденсату. Переохолодження конденсату призводить до зниження теплової економічності установки. Через це конструкція конденсатора повинно забезпечувати підігрів цієї частини конденсату до температури насичення, що відповідає середньому тиску у конденсаторі.

Разом з повітрям відсмоктується і деяка кількість пари, що призводить до втрати конденсату. Для запобігання цьому пароповітряна суміш повинна охолоджуватись у спеціальному теплообміннику з поверненням конденсату в систему. Щоб мінімізувати втрати пари, відсмоктування доцільно робити на ділянці завершення конденсації. Місце відсмоктування залежить від напрямку потоків пари у конденсаторі. Розрізняють конденсатори з нисхідним, висхідним, і боковим, потоками.

Компактність конденсатора, не є важливою перевагою через те, що опір ходу пари у нього найбільший – малі прохідні перерізи на початку потоку пари, а омивання парою всієї поверхні тепловіддачі утруднене. Головний недолік такої схеми – найбільше переохолодження конденсату, оскільки кінець ходу пари до місця відсмоктування збігається з місцем відводу конденсату.

Сучасні схеми конденсаторів виконуються регенеративними – коштом тепла основного потоку конденсату, який змішується з переохолодженим конденсатом у конденсатозбірнику.

У нормальному режимі роботи повітря з конденсатора безперервно відсмоктується основним пароструменевим ежектором. Пара для цього подається з відборів турбіни. Інколи для цього використовують випар деаераторів підвищеного тиску, що виправдано тим, що у такій схемі можна відмовитися від охолоджувача випару (витрата випару деаератора практично рівна потребі для роботи основних ежекторів). Для пускових режимів до

основних і пускових ежекторів передбачено подачу через редуктор свіжої пари з ПРК.

Для видалення повітря тиск за ежектором повинен бути вищим від атмосферного. При цьому на двоконтурних АЕС чи ТЕС повітря викидається безпосередньо в атмосферу, а на одноконтурних АЕС – через систему технологічної вентиляції.

Витрата робочої пари на ежектори досягає (0,5...0,8) % загальної витрати на турбіну. Щоб запобігти цій втраті ежекторної пари, у конструкції ежекторів передбачені охолоджувачі пари. Ці теплообмінники охолоджуються основним конденсатом турбін.

На ділянку відсмоктування газів з конденсатора подають також пароповітряну суміш із ПНТ. Особливо це важливо для одноконтурних АЕС, на яких всі скидні радіоактивні потоки повинні об'єднуватися. На цих станціях в зону відсмоктування спрямовують також охолоджений випар деаераторів.

Для забезпечення розрахункового вакууму не можна допускати у конденсаторі затоплення частина поверхонь охолодження. Але з іншого боку, недопустиме і значне зниження рівня конденсату або його повне випорожнення, оскільки це може призвести до зменшення напору води перед насосом і до кавітаційних явищ при вході у конденсаційний насос. Стабілізація рівня конденсату забезпечується за допомогою спеціального рециркуляційного клапана.

Для зменшення втрат пари через ежектори необхідно стежити за щільністю з'єднання корпусу конденсатора з вихлопним патрубком турбіни, оскільки переріз цього сполучення найбільший, та за герметичністю самого корпусу.

### 1.3 Процеси деаерації у конденсаторі

Безперервне відсмоктування газів забезпечує дегазацію конденсату. У конденсаторі цей процес відбувається не гірше ніж у деаераторі, якщо не брати до уваги переохолодження конденсату.

На сьогодні деаерація у конденсаторі вважається обов'язковою незалежно від наявності окремого деаератора. Кількість пари, яка подається, повинна бути достатньою для того, щоб забезпечувались температура насичення деаерованого конденсату та інтенсивний відвід повітря, що видаляється з конденсату. Чим більша витрата пари, тим краща деаерація, але тим більше потрібно поверхонь теплообмінників для її подальшої конденсації. Оптимальною є витрата пари біля (1...2) кг на 1т деаерованого конденсату.

Кількість пари, яка подається, повинна бути достатньою для того, щоб забезпечувались температура насичення деаерованого конденсату та інтенсивний відвід повітря, що видаляється з конденсату. Чим більша витрата пари, тим краща деаерація, але тим більше потрібно поверхонь теплообмінників для її подальшої конденсації. Оптимальною є витрата пари біля (1...2) кг на 1т деаерованого конденсату.

При малій витраті пари вона може не заповнити весь переріз дірчастого щита, і тоді частина конденсату буде литися через щит без деаерації. Через те барботажну деаерацію у конденсаторі останнім часом замінюють на струменеву, схема якої зображена на рисунку 1.1. Деаераційний пристрій розташовується у нижній частині конденсатора над конденсатозбірником. Дірчастий лист 3 і система стержнів 4, що розташована у шаховому порядку, забезпечує стікання конденсату у вигляді окремих струмин.

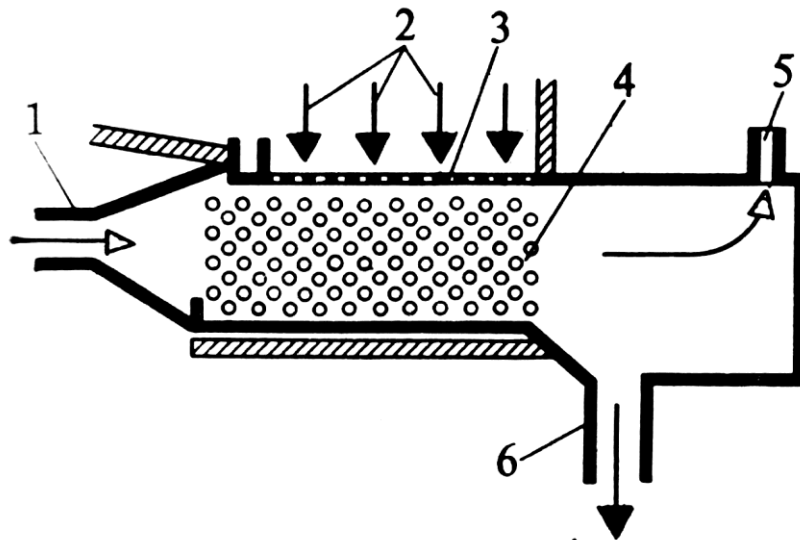


Рисунок 1.1 - Схема струминної деаерації у конденсаторі

На рисунку 1.1 прийнято наступні позначення: 1-ввід пари; 2-ввід конденсату; 3-дірчастий щит; 4-стержні для дроблення конденсату на струмини; 5-пара на відсмоктування; 6-відвід деаерованого конденсату.

Цим досягається повніший контакт конденсату з парою, яка подається для деаерації лінією 1.

Процес конденсатної деаерації має ще одну позитивну сторону – він забезпечує підігрів переохолодженого конденсату до температури насичення пари з відбору і таким чином підвищує економічність роботи ПТУ.

#### 1.4 Боротьба з підсмоктуванням води охолодження

Вакуум у паровому об'ємі конденсатора і підвищений тиск води охолодження створюють помітний перепад тисків, внаслідок якого у парі, що конденсується, через нещільності може проникати сира вода, яка погіршує якість конденсату. Тому боротьба з підсмоктуванням води у конденсаторах важлива з зору економічності і надійності роботи ТЕС і АЕС.

При значному підсмоктуванні води охолодження потрібно заглушити або замінити пошкоджені трубки, що вимагає зупинки установки. Якщо конденсатор має дві самостійні половини для подачі води, то можна



відключити подачу циркуляційної води в ту частину конденсатора, де знаходиться аварійна трубка. При цьому турбінна установка буде продовжувати працювати, хоч із зниженим навантаженням. Підсмоктування води виражають у відсотках від витрати пари на турбіну, у штатному режимі воно становить 0,002 - 0,005 %. Критично допустиме підсмоктування не повинно перевищувати 0,02% (для сильно мінералізованих вод, наприклад морських, ця величина на порядок менша).

Створити абсолютно щільний конденсатор неможливо. Найбільш вірогідним місцем нещільностей є сполучення трубок з трубними дошками. Для боротьби з підсмоктуванням використовувались подвійні трубні дошки і утворення в конденсаторі „сольових” відсіків. На схемі, яка зображена на рисунку 1.2, поверхневий конденсатор має подвійні трубні дошки.

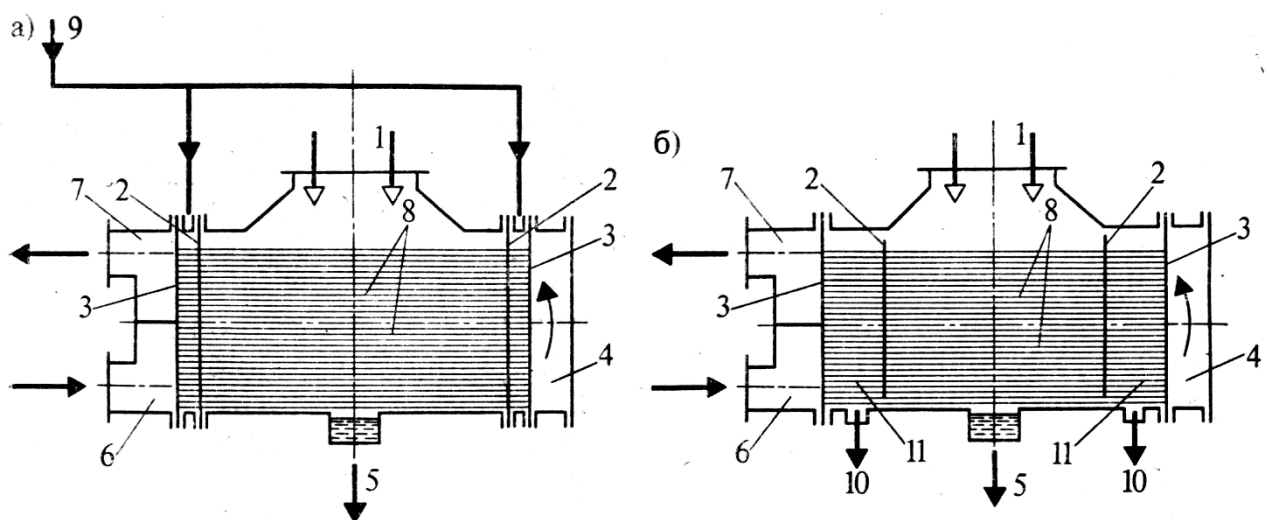


Рисунок 1.2 - Схема двоходового поверхневого конденсатора з подвійними трубними дошками (а) та сольовим відсіком (б)

На рисунку 1.2 прийнято наступні позначення: 1-ввід пари; 2-додаткова трубна дошка; 3-основна трубна дошка; 4-поворотна камера; 5-вихід основного конденсату; 6-вхідна камера води; 7-вихідна камера води; 8-кондесаторні трубки; 9-подача знесоленої води (конденсату) з верхнього бачка; 10-відвід конденсату з сольових відсіків; 11-сольовий відсік.

Трубки завальцьовані в основні дошки 3. На деякій відстані від них встановлені додаткові трубні дошки 2. Між дошками знаходиться проміжна камера, у яку подається конденсат лінією 9, що створює в камері більший тиск, ніж напір циркуляційної води, для чого бак для подачі конденсату в проміжну камеру розміщують на значній висоті. У випадку одноконтурних АЕС для запобігання перетоку активного середовища у воду застосовують не конденсат, а знесолену воду. Недоліком такого способу є незворотна втрата конденсату, який перетікає у воду охолодження, а головне – складність виготовлення та ремонту таких конденсаторів.

Якщо пропустити весь конденсат через іонообмінну установку, то всі іонні домішки, які надходять з підсмоктуванням води, будуть у ній затримані і шкідливий вплив підсмоктування ліквідовано. Можна знесолювати не весь конденсат, а тільки ту його частину, яка протікає поблизу трубних дощок і тому в найбільше забруднена підсмоктуванням води. У цьому випадку на іонообмінну установку подають лише конденсат „сольових” відсіків, а потім його змішують з основним потоком.

Подвійні трубні дошки і „сольові” відсіки, ускладнюючи і збільшуючи вартість установки, не можуть повністю забезпечити високу чистоту конденсату, тому їх використання мало поширене.

Найбільш простий і дешевий спосіб боротьби з підсмоктуванням у місцях завальцьовок – застосування ущільнюючих обмазок, котрі наносять на трубну дошку при монтажі конденсатора і відновлюють у процесі ремонту. Цей спосіб на сьогодні основний.

Підсмоктування води зв'язане не лише з нещільностями у місцях завальцьовок, але також з корозійними тріщинами матеріалу десятків тисяч трубок. Зі згаданих вище способів боротьби з підсмоктуванням лише знесолення всього конденсату може запобігти його забрудненню. Тому для АЕС обов'язковим є знесолення всього конденсату, що особливо важливо для одноконтурних АЕС.

Незалежно від інших рішень, ущільненню сприяє збільшення товщини основних трубних дощок, оскільки при цьому збільшується глибина вальцювання. Таке рішення прийняте для всіх конденсаторів турбін АЕС.

Щоб усунути підсмоктування через корозійні тріщини у трубках, також використовують корозійно стійкіші ніж латунь матеріали, наприклад, мельхіор або нержавіючі аустенітні сталі. Проте це здорожує конденсатор, і таке рішення слід приймати лише для дуже агресивних і сильно мінералізованих вод, коли корозія протікає інтенсивно, а підсмоктування небезпечне.

### 1.5 Сучасні конденсатори насиченої пари для турбін АЕС

У ХХІ ст. різко збільшується роль атомної енергетики у забезпеченні зростаючого виробництва електроенергії у світі з використанням більш сучасних технологій. Атомна енергетика поки що не має серйозного конкурента на далеку перспективу. Щоб реалізувати її розвиток у широких масштабах, вона, як вже вказувалось, має володіти наступними властивостями: високою ефективністю, забезпеченістю ресурсами, енергонадмірністю, безпекою, приємливістю щодо екологічного впливу. Перші три вимоги можуть бути виконані при використанні двокомпонентної структури атомної енергетики, що складається із теплових та швидких реакторів. При такій структурі можна значно збільшити ефективність використання природного урану, знизити його добування й обмежити рівень попадання радону в біосферу. Шляхи досягнення необхідного рівня безпеки й зниження капітальних витрат для реакторів обох типів вже відомі, потрібен час і кошти на їх реалізацію. На момент усвідомлення суспільством необхідності подальшого розвитку атомної енергетики технологія двокомпонентної структури буде фактично підготовлена, хоч багато ще потрібно зробити у плані оптимізації ЯЕУ та структури галузі, включаючи й підприємства паливного циклу.

Конденсатори для турбін відносно невеликих потужностей, наприклад, для АЕС з ВВЕР – 440 виготовляють циліндричної форми, щоб зменшити товщину стінки. Для потужних турбін розміри конденсаторів стають настільки великими, що їх можливо транспортувати лише у розібраному вигляді і збирати на місці монтажу. Корпуси цих конденсаторів роблять прямокутними з внутрішніми ребрами для зменшення товщини стінки. Така форма корпусу полегшує монтаж конденсатора на місці, забезпечує більш вільний прохід пари до поверхонь теплообміну і зменшує паровий опір конденсатора.

Компонування теплообмінної поверхні приймається „стрічковим”, з широкими проходами для пари. Кожна половина складається з двох частин – верхньої і нижньої. Таким чином, конденсатор складається з чотирьох приблизно однакових частин.

Зі сторони води конденсатор двоходовий: у нижній частині іде перший хід води, а у верхній – другий. При довжині трубок 9 м загальна довжина конденсатора 14 м. При двопоточних ЦНТ конденсатори зазвичай мають парові патрубки розміщені з двох боків по довжині. Конденсатор конструюють з падаючим потоком пари і відсмоктуванням пароповітряної суміші з центральної частини нижньої половини конденсатора, де температура води менша.

Переважно конденсатор розміщують під турбіною (підвальне розташування). Зі збільшенням продуктивності конденсаторів таке їх розміщення стає складним. Це насамперед стосується атомних електростанцій, оскільки витрати пари для них більші, ніж на звичайних. У цих умовах пропонується бокове розташування конденсаторів, коли конденсатори розміщені з обох боків турбіни двома секціями по висоті, причому кожна з них має свій підвід і відвід води.

При розробці конденсаторів з боковим розташуванням були реалізовані і деякі інші технічні рішення щодо удосконалення конденсаційних пристроїв: нові деаераторні пристрої та значне зменшення коефіцієнта заповнення трубних дощок (0,25 – 0,26 порівняно з 0,5 і вище у старих конструкціях).

Таким чином полегшуються проходи до трубок та інтенсифікується теплообмін. У бокових конденсаторах теж застосована „стрічкове” компоновання поверхонь теплообміну, а для підвищення надійності трубки у периферійних рядах пучка мають потовщені стінки (2 мм), щоб протидіяти динамічному напору пари.

Особливість бокових конденсаторів – боковий тиск на перехідний патрубок турбіни, для сприйняття якого використовують спеціальні опори. Конструктивне рішення бокових опор, так само як нижніх, інше, ніж для підвального розміщення конденсатора. У новому виконанні рухомі опори виготовляють з системи гнучких стержнів або пластин в залежності від величини навантажень.

Деаеруючі пристрої встановлені на обох рівнях, причому деаерований конденсат з верхньої половини спеціальними водоспускними коробами відводиться у конденсатозбірник, де змішується з деаерованим конденсатом нижньої половини, минаючи його паровий об’єм. У паровий об’єм конденсаторів подається доповнювальна (знесолена) вода, яка компенсує втрати у паротурбінній системі станції. Це забезпечує деаерацію цього потоку і дозволяє замінити триступеневе знесолення на двоступеневе, враховуючи 100% відчистку конденсату, через яку проходить цей потік.

Витрата пари на турбіну залежить від пори року, що зв’язане з сезонною зміною температури води охолодження і відповідно вакууму у конденсаторі і термічного ККД турбінної установки. Через це продуктивність конденсаторних насосів треба вибирати з розрахунку на 100 % навантаження турбіни в умовах літнього періоду з урахуванням витрати дренажів ПНТ, якщо їх подають у конденсатор.

Натиск конденсаційних насосів визначають зважаючи на тиск у деаераторі і опір регенеративної системи і всього тракту від конденсатора до деаератора. Якщо застосовується 100 % відчистки конденсату, то часто використовують двопідйомні конденсаційні насоси, тобто після конденсатора встановлюють конденсаційні насоси першого підйому (КН I), а після відчистки

конденсату - другого підйому (КН II). Продуктивності цих насосів повинні бути однаковими. Насос першого підйому долає опір тракту до відчистки конденсату та її фільтрів; насос другого підйому – опір решти тракту до деаератора, тобто його напір більший, ніж першого підйому. При цьому фільтри відчистки конденсату працюють під малим тиском. Використовується також і однопідйомна схема, але при цьому фільтри повинні розраховуватись на повний напір насоса, тобто на тиск біля 2 МПа.

Для запобігання кавітації у конденсаційних насосах їх встановлюють з певним підпором щодо конденсатора. Якщо конденсатори розміщені у „підвальному” приміщенні, то величина підпору обмежена і опір всмоктувальної лінії повинен бути мінімальним.

Якщо прийнята бездеаераторна схема, то конденсаційний насос створює підпір для живильного, через це обидва насоси слід добирати узгоджено. Використовуються сальникові відцентрові конденсаційні насоси (зазвичай багатоступеневі), тобто насоси з протіканням та розміщенням під ними приймку і відкачкою дренажу в баки „брудного” конденсату. Таке вирішення найбільш просте і економічне; воно може застосовуватись і для одноконтурних АЕС, враховуючи слабку радіоактивність конденсату, особливо після відчистки конденсату. Привід конденсаційних насосів лише електричний.

Вакуум у конденсаторі також залежить від стану конденсаторних трубок. Якщо останні забруднені відкладеннями, то це призводить до росту їх термічного пору і підвищення температури конденсації і тиску пари.

Для протидії відкладенням застосовують хімічну (стабілізаційну) обробку води та механічну очистку трубок конденсатора за допомогою спеціальних шомпольних пристроїв або високо натискними гідропістолетами. Часто застосовується очистка трубок гумовими кульками «на ходу», тобто при працюючому конденсаторі.

У цьому випадку найефективнішими є стабілізаційні заходи, що ґрунтуються на зменшенні тимчасової твердості оборотної води (підкислення

мінеральними кислотами) та її обробці комплексонами, диспергантами та іншими стабілізаторами.

Одним із способів отримання високого ККД паротурбінної установки є максимальне зниження параметрів пари за турбіною. Зі зниженням тиску і температури м'ятої пари зменшується кількість теплоти, передаваної охолоджуючої рідини, що, при незмінних параметрах свіжої пари, підвищує потужність турбіни (за рахунок збільшення теплоперепада на неї) і економічність циклу в цілому [10].

На рисунку 1.3 представлена принципова схема конденсаційної установки.

До корпусу конденсатора 1 приєднані (за допомогою сварки) основні трубні дошки 2, в пазах яких розташовані трубки 3, що формують охолоджувану поверхню конденсатора. До зовнішніх поверхонь трубних дошок кріпляться передня 4 і поворотна 5 водяні камери. Передня водяна камера розділена на два відсіки для організації току води через конденсатор в два ходи.

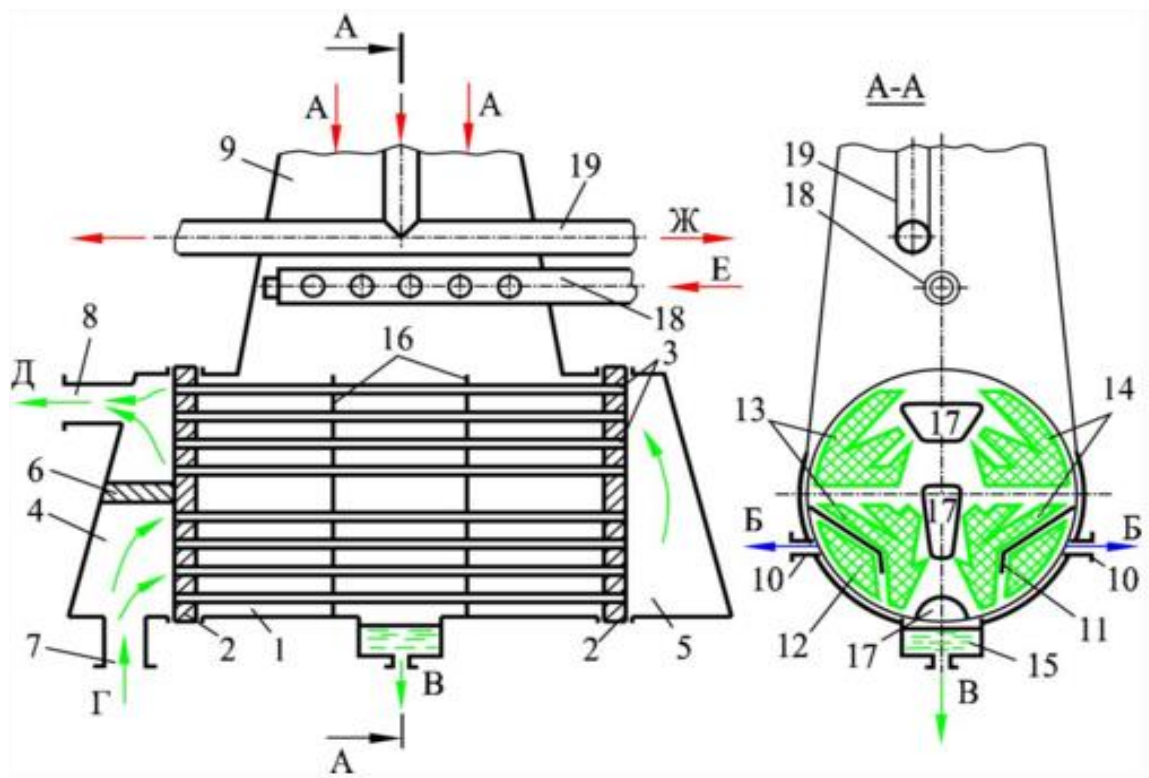


Рисунок 1.3 - Принципова схема конденсаційної установки

Теплоносій, що охолоджує, через патрубок 7 надходить в нижній відсік, проходить по трубках нижньої половини конденсатора, змінює напрямок руху в камері 5, проходить по трубках верхньої половини конденсатора і з верхнього відсіку передньої водяної камери 4 через патрубок 8 видаляється з конденсатора.

Паровий простір конденсатора, в якому розміщені охолоджувані циркуляційною водою трубки, за допомогою перехідного патрубка (горловини конденсатора) 9 з'єднується (зазвичай за допомогою сварки) з вихідним патрубком турбіни.

Пар, який поступає в конденсатор з турбіни через патрубок 9, конденсуючись на охолоджуваних водою трубках 3, рухається в напрямку патрубка 10. При цьому в наведеній на рисунку 1.3 компонованні трубного пучка частина пари з розвинутого центрального проходу входить в трубний пучок в радіальному напрямку, обходячи в нижній частині пучки парові щити 11, умовно виділяючи частину трубного пучка 12 - повітроохолоджувач.

На рисунку 1.3 трубні пучки 13 і 14 цих двох незалежних потоків води симетрично розташовані щодо вертикальної осьової лінії конденсатора (розріз А-А).

Пар, що сконденсувався на поверхні трубок, збирається в конденсатозбірник 15, звідки відкачується конденсатними насосами.

У паровому просторі конденсатора для забезпечення вібронадійності його трубної системи, а також для посилення корпусу апарату встановлюються проміжні перегородки 16 [10]. Для вирівнювання полів швидкостей і тиску пари в проміжних перегородках виконуються вікна 17.

У перехідному патрубку конденсатора зазвичай встановлюються вивідні труби пари 19 з камер відборів частини низького тиску на регенеративні підігрівачі низького тиску, а також скидний пристрій для пару 18, що надходить з парового котла (парогенератора) через редукційно-охолоджувальну установку.



Рисунок 1.4 дає уявлення про характер перебігу пароводяної суміші в міжтрубному просторі конденсатора. Очевидним є те, що в нижній частині конденсатора спостерігаються зони зі зниженою витратою суміші.

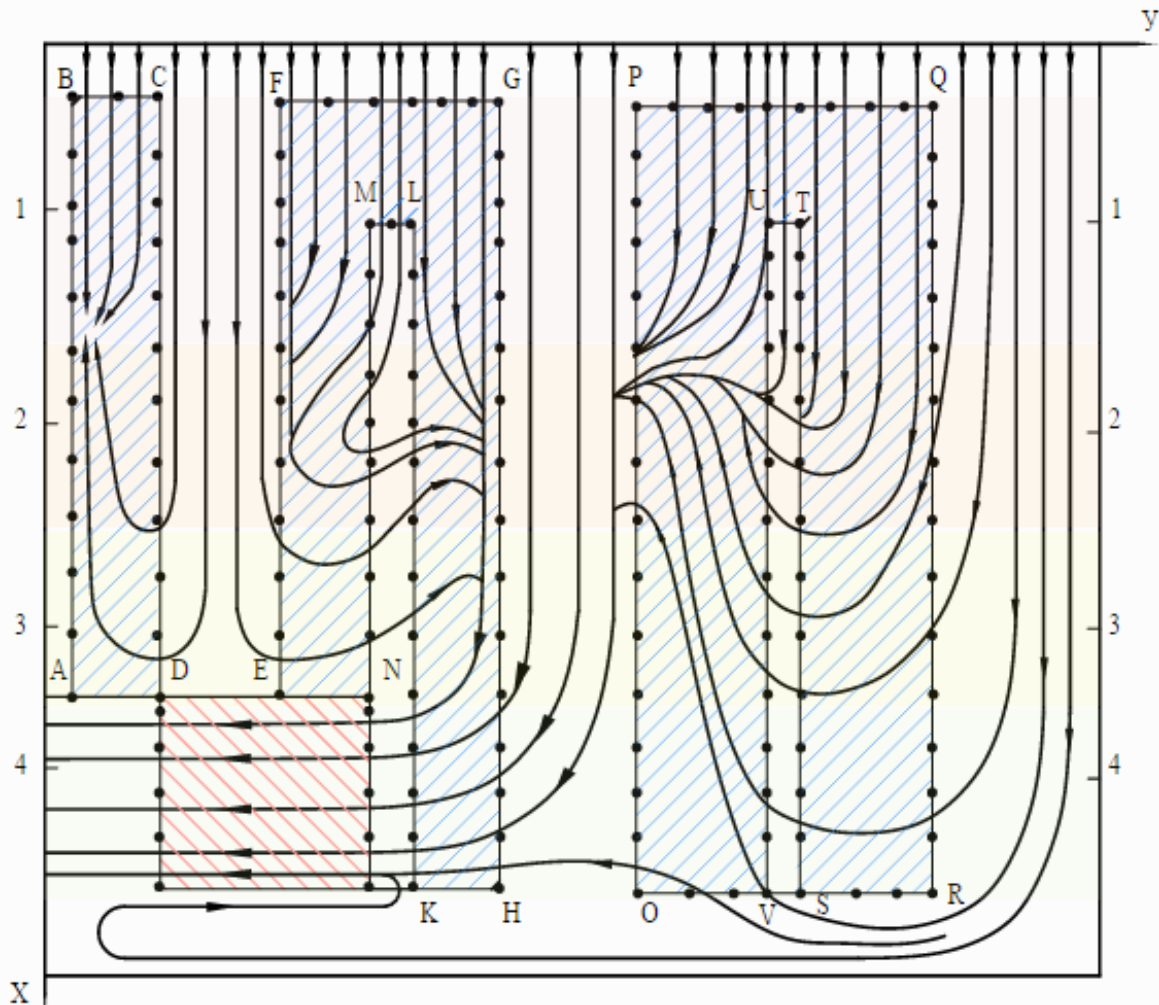


Рисунок 1.4 - Розподіл ліній струму пароповітряної суміші в поверхневому конденсаторі

На рисунку 1.5 відображено розподіл теплових навантажень по зонах охолоджуючої поверхні конденсатора турбіни. Найбільше теплове навантаження припадає на теплообмінні поверхні, розташовані поблизу осі конденсаторної установки. Зниження середнього теплового навантаження спостерігається при русі від осі установки до її верхньої частини, що говорить про достатнє охолодження пароводяної суміші на осі конденсатора.

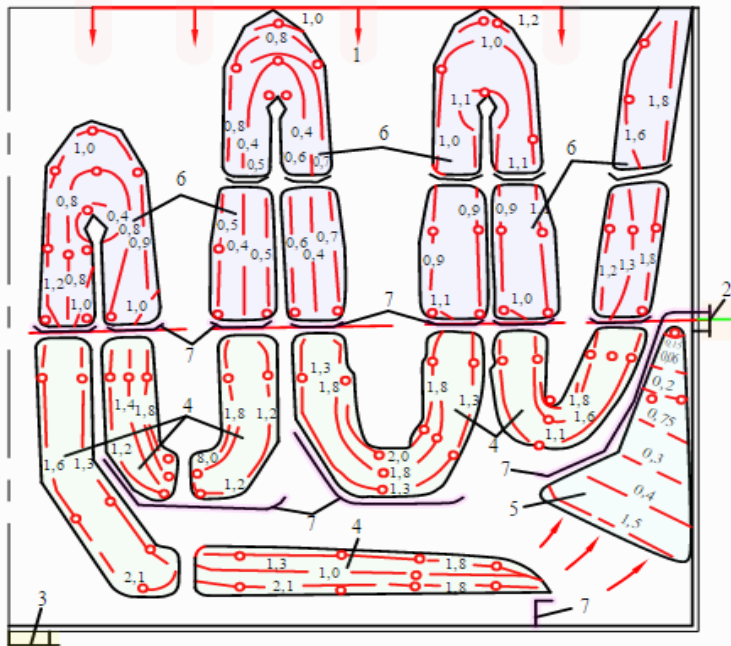


Рисунок 1.5 - Розподіл теплових навантажень  $Q_{тр} / Q_{сгр}$  по зонах охолоджуючої поверхні конденсатора турбіни

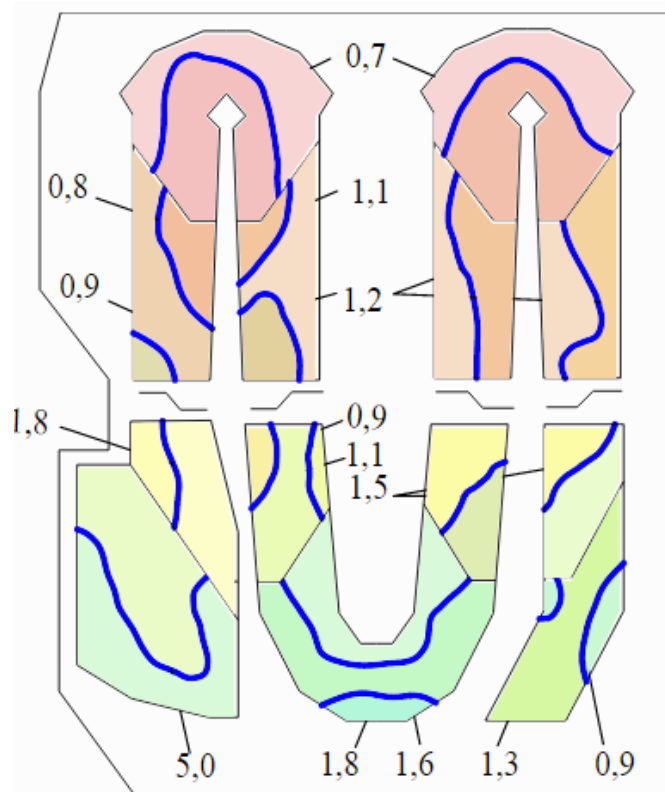


Рисунок 1.6 - Поля концентрацій повітря (%) в трубному пучку конденсатора турбіни

Аналіз рисунку 1.6 показує характер полів концентрацій повітря в трубному пучку. Як і слід було очікувати, він повною мірою повторює характер ліній.

Корпус і водяні камери конденсатора парової турбіни виконуються зварними із сталевих листів. Форма поперечного перетину корпусу конденсатора визначено прийнятим компонованням трубного пучка. При цьому необхідно мати на увазі, що прямокутна форма конденсаторів дозволяє більш раціонально використовувати наявний отвір фундаменту турбіни.

Корпус конденсатора в умовах експлуатації піддається навантаженню, яке визначено різницею барометричного тиску і тиску в конденсаторі. Товщина стінок корпусу визначено виходячи з розрахунку стійкості його форми, при деформації якої можливе порушення щільності (герметичності) конденсатора. Крім того, при гідравлічному випробуванні корпусу конденсатора внутрішній тиск зазвичай становить (0,15...0,25) МПа, товщина стінок корпусів конденсаторів (10...15) мм. Для забезпечення жорсткості і міцності корпус конденсатора посилюється приварними ребрами з листової або профільної сталі [11].

У конденсаторах турбін потужністю менше 50 МВт застосовуються цільнозтянуті безшовні трубки з зовнішнім діаметром (16...19) мм і товщиною стінки трубок 1 мм. З міркувань запобігання неприпустимих присосів охолоджуючої води матеріали, з яких виготовляються конденсаторні трубки, повинні бути корозійностійкими одночасно в двох агресивних середовищах - охолоджуючої води і парі. Конденсаторні трубки рекомендують виконувати з титану. Допустима швидкість води без суспензії становить (2,5...2,7) м/с, при наявності суспензії (2,0...2,2) м/с.

## 1.6 Енергетичне рівняння турбіни К-1000-60/3000

Електрична енергія на ТЕС (рис. 1.2) виробляється на двох потоках пара. На потоці  $D_K^{ном}$ , що надходить в конденсатор, електрична енергія в кількості  $\mathcal{E}_K^{год}$  виробляється по конденсаційному циклу

$$\mathcal{E}_K^{год} = D_K^{ном} \cdot \Delta h_K^{i3} \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{эм} \cdot n_{э.кэс}^{max},$$

де  $\eta_{oi}$  – внутрішній відносний ККД проточної частини турбіни;

$\eta_{эм}$  – електромеханічний ККД;

$\Delta h_K^{i3}$  – ізоентропний теплоперепад від початкових параметрів пари перед турбіною до тиску в конденсаторі, КДж/кг;

$n_{э.кэс}^{max}$  – число годин використання максимуму в році встановленій електричній потужності КЕС (приймають  $n_{э.кэс}^{max} = (6000...6500)$  годин).

Інша частина енергії  $\mathcal{E}_{вн}^{год}$  виробляється на ТЕС на потоці пари  $D_p^{ном}$ , що надходять в змішуючий регенеративний підігрівач, комбінованим методом на базі внутрішнього споживання

$$\mathcal{E}_{вн}^{год} = D_p^{ном} \cdot \Delta h_p^{i3} \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{эм} \cdot n_{э.кэс}^{max},$$

$\Delta h_p^{i3}$  – ізоентропний теплоперепад від початкових параметрів пари перед турбіною до тиску в регенеративном підігрівачі змішуючого типу, КДж/кг.

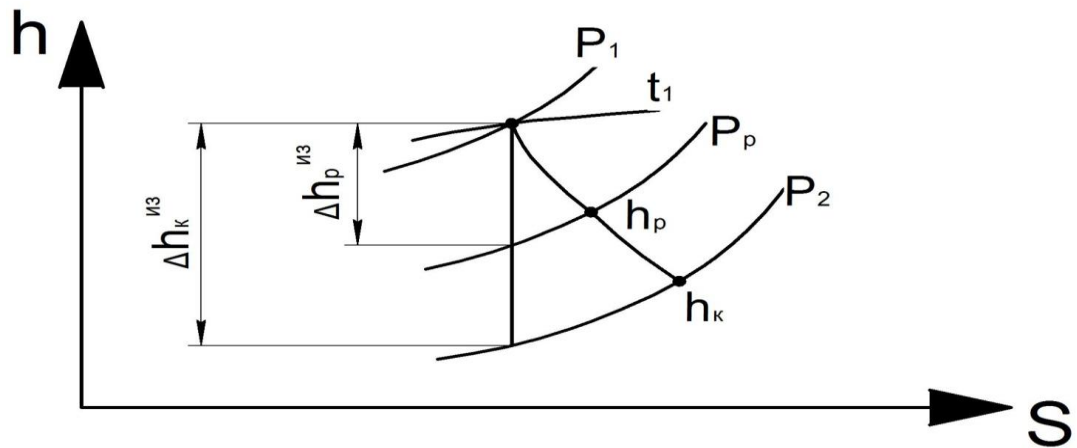


Рисунок 1.7 - Процес розширення пари в турбіні фіктивної схеми

Відношення витрат пари  $D_p^{ном} / D_k^{ном}$  визначимо з теплового балансу змішувального регенеративного підігрівача

$$D_p^{ном} \cdot (h_p - h_{н.в}) = D_k^{ном} \cdot (h_k - h_{к.к});$$

$$\frac{D_p^{ном}}{D_k^{ном}} = \frac{h_{н.в} - h_{к.к}}{h_p - h_{н.в}},$$

де  $h_{н.в}$  – ентальпія живильної води, КДж/кг;

$h_{к.к}$  – ентальпія конденсату на лінії насичення, при тиску пари в конденсаторі, КДж/кг;

$h_p$  – ентальпія пари що надходить в змішуючий регенеративний підігрівач

$$h_p = h_1 - \Delta h_p^{из} \cdot \eta_{oi}.$$

Тиск пари  $P_p$ , що надходить в змішуючий регенеративний підігрівач, визначається як тиск насичення (при температурі насичення  $t_p$ ) з термодинамічних таблиць води і водяної пари або наближено за формулою, Па

$$t_p = \sqrt[4]{1000 \cdot P},$$

де  $P$  – тиск насичення, Па

$$P = \frac{t_p^4}{1000},$$

де  $t_p$  – температура насиченої пари, що надходить в змішуючий підігрівач, °С

$$t_p = 0,5 \cdot (t_{н.в} + t_{к.к}),$$

де  $t_{ж.в}$  – температура живильної води, °С;

$t_{к.к}$  – температура насичення при тиску в конденсаторі, °С.

Для приводу турбоживильної установки використовується частина перегрітої пари ( $\alpha_{тп}$ ) після проміжного пароперегрівача. Відповідно, в ЦНТ турбіни пара поступає не з витратою  $\alpha_{тп}$ , а із витратою  $\alpha_0^{ЦНТ} = \alpha_{тп} - \alpha_{тп}$ .

Тиск в конденсаторі турбіни приводу живильної установки такий же, як і в основному конденсаторі  $P = 0,005$  МПа. Значення внутрішнього відносного ККД турбоприводу приймаємо таким же, як в ЦНТ основної турбіни  $\eta_{тп} = 0,81$ . При однакових початковому і кінцевому тиску пари, а також внутрішньому відносному ККД, теплоперепад в турбоприводі буде таким же, як і в ЦНТ основної турбіни, кДж/кг

$$H_{тп} = h_0^{тп} - h_k^{тп} = 2959,7 - 2349,3 = 610,4.$$

Вода стискується в живильному насосі від тиску в деаераторі  $P_d = 0,68$  МПа до тиску живильної води  $P_{жв} = 5$  МПа. Відносна витрата живильної води  $\alpha_{жв} = 1$ .

Оскільки енергія, що використовується в турбіні турбоприводу, дорівнює енергії, що затрачається на стиснення води в насосі, то можемо записати рівняння енергетичного балансу турбоживильної установки

$$\alpha_{ТП} H_{ТП} \eta_M^{жн} \eta_M^{бн} = \alpha_{жв} (P_{жв} - P_d),$$

звідки

$$\alpha_{ТП} = \frac{\alpha_{жв} (P_{жв} - P_d)}{H_{ТП} \eta_M^{жн} \eta_M^{бн}} = \frac{5,0 - 0,68}{610,4 \cdot 0,99 \cdot 0,99} = 0,00722,$$

де  $\eta_M^{жн} = 0,99$  і  $\eta_M^{бн} = 0,99$  – механічний ККД живильного і бустерного насосів, відповідно.

Витрата пари на вході в ЦНТ турбіни

$$\alpha_o^{ЦНТ} = \alpha_{ПП} - \alpha_{ТП} = 0,61715 - 0,00722 = 0,60993.$$

*Конденсатор*

Витрата пари на виході із ЦНТ турбіни (на вході в конденсатор)

$$\alpha_k^{ЦНТ} = \alpha_k - \alpha_{ТП} = 0,52765 - 0,00722 = 0,52043.$$

Частки пропуску пари через відсіки турбіни (між відборами):

- $\alpha_{o-1} = \alpha_o^{ЦНТ} = 0,91033;$
- $\alpha_{1-2} = \alpha_{o-1} - \alpha_1 = 0,91033 - 0,07322 = 0,83711;$
- $\alpha_{2-d} = \alpha_{1-2} - \alpha_2 = 0,83711 - 0,05572 = 0,78139;$
- $\alpha_{d-3} = \alpha_{2-d} - \alpha_d = 0,78139 - 0,02372 = 0,75768;$

- $\alpha_{3''-4} = \alpha_0^{\text{ИHT}} = 0,60993;$
- $\alpha_{4-5} = \alpha_{3''-4} - \alpha_4 = 0,60993 - 0,02383 = 0,58610;$
- $\alpha_{5-6} = \alpha_{4-5} - \alpha_5 = 0,58610 - 0,01414 = 0,57196;$
- $\alpha_{6-7} = \alpha_{5-6} - \alpha_6 = 0,57196 - 0,01935 = 0,55262;$
- $\alpha_{7-8} = \alpha_{6-7} - \alpha_7 = 0,55262 - 0,03218 = 0,52043.$

Теплоперепади у відсіках турбіни, кДж/кг:

- $h_{0-1} = h_0 - h_1 = 2785,6 - 2642,8 = 142,8 ;$
- $h_{1-2} = h_1 - h_2 = 2642,8 - 2570,7 = 72,1;$
- $h_{2-д} = h_2 - h_д = 2570,7 - 2505,0 = 65,7;$
- $h_{д-3} = h_д - h_3 = 2505,0 - 2438,9 = 66,1;$
- $h_{3''-4} = h_{3''} - h_4 = 2959,7 - 2836,0 = 123,7;$
- $h_{4-5} = h_4 - h_5 = 2836,0 - 2733,2 = 102,8;$
- $h_{5-6} = h_5 - h_6 = 2733,2 - 2642,3 = 90,9;$
- $h_{6-7} = h_6 - h_7 = 2642,3 - 2532,5 = 109,8;$
- $h_{7-к} = h_7 - h_к = 2532,5 - 2349,3 = 183,2.$

Внутрішня робота 1 кг пари, кДж/кг

$$\begin{aligned} \sum \alpha_{i-j} \cdot h_{i-j} &= 0,91033 \cdot 142,8 + 0,83711 \cdot 72,1 + 0,78139 \cdot 65,7 + \\ &+ 0,75768 \cdot 66,1 + 0,60993 \cdot 123,7 + 0,58610 \cdot 102,8 + 0,57196 \cdot 90,9 + \\ &+ 0,55262 \cdot 109,8 + 0,52043 \cdot 183,2 = 635,57. \end{aligned}$$

Витрата свіжої пари на виході з парогенератора, кг/год

$$D_o = \frac{N \cdot 1000 \cdot 3600}{\eta_m \cdot \eta_e \cdot \sum \alpha_{i-j} \cdot h_{i-j}} = \frac{1070 \cdot 1000 \cdot 3600}{0,990 \cdot 0,995 \cdot 635,57} = 6152684,$$

де  $\eta_m = 0,990$  і  $\eta_e = 0,995$  – механічний і електричний ККД турбоустановки.



Отже розраховано енергетичний баланс турбіни К-1000-60/3000, та встановлено витрата свіжої пари на виході з парогенератора. Метод оптимального розподілу навантажень за методом рівних відносних приростів коштів вимагає неперервності й строгої опуклості цільової функції, а також формулювання обмежень у вигляді рівнянь.

Цього вимагання дотримуються лише частково, через те, що експлуатаційні характеристики енергоблоків часто є функціями з розривами типу «скачок».

До основних недоліків одноконтурних АЕС слід зарахувати, перш за все, те, що в них не завжди існує можливість забезпечення оптимального завантаження реактора паливом, оскільки теплові і ядерні властивості робочої речовини не завжди дозволяють щонайкраще здійснювати охолодження реактора, а також те, що завжди залишається підвищена небезпека радіаційного опромінювання експлуатаційного персоналу при обслуговуванні і ремонті устаткування.

## 2 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ БЛОКУ ЗАЕС ВІД ТЕМПЕРАТУРИ ВОДИ ОХОЛОДЖЕННЯ КОНДЕНСАТОРІВ ПАРОВИХ ТУРБІН

Атомна електростанція (АЕС) - комплекс, що включає ядерний реактор і відповідне обладнання і призначений для перетворення ядерної енергії в електричну.

Атомна теплофікаційна станція і атомна станція теплопостачання - комплекс, що включає ядерний реактор і відповідне обладнання і призначений для перетворення ядерної енергії в електричну і теплову.

Система управління і захисту (СУЗ) - технологічна система реактора АЕС, що представляє собою сукупність пристроїв, призначених для:

- контролю потужності (інтенсивності ланцюгової реакції);
- управління ланцюговою реакцією;
- аварійного гасіння ланцюгової реакції.

– контрольно-вимірювальні прилади (КВП) - система датчиків і приладів для контролю технологічних параметрів реакторної установки АЕС (температури, тиску, витрати теплоносія і т.д.).

Аварійний захист (АЗ) - пристрій СУЗ, призначене для швидкого автоматичного і ручного дистанційного гасіння ланцюгової реакції [1].

Система управління і захисту – це сукупність технічних засобів, призначених для:

- управління реактивністю і потужністю РУ;
- контролю потужності нейтронного потоку, швидкості його зміни технологічних параметрів, необхідних для захисту і управління; реактивністю і потужністю РУ;
- переведення активної зони реактора в підкритичний стан і підтримання її в підкритичних станах [2].

Система управління і захисту (СУЗ) реактора забезпечує управління реактором при його пуску, роботі на потужності, плановій або аварійній зупинці реактора і відноситься до системи, важливої для безпеки.

Для управління активною зоною реактора проектом станції передбачаються такі системи: система управління і захисту реактора і система аварійного охолодження активної зони. При цьому є дві незалежні системи впливу на реактивність: механічні органи СУЗ і система борного регулювання [2].

Комплекс обладнання СУЗ призначений для виконання наступних функцій:

- вивід реактора з підкритичного стану на необхідний рівень потужності;
- регулювання потужності реактора на заданому рівні, включаючи автоматичне регулювання, а також переклад його з одного рівня потужності на інший;
- забезпечення аварійних і планових зупинок реактора, швидкого припинення ланцюгової реакції поділу і переведення реактора в підкритичний стан;
- вирівнювання полів енерговиділення в активній зоні реактора;
- компенсація змін реактивності;
- постійний контроль за щільністю і швидкістю зміни нейтронного потоку в реакторі, включаючи періоди завантажень і перевантажень палива.

Система управління і захисту є багатфункціональною підсистемою АСУ ТП енергоблока [2].

До керуючої системи безпеки (УСБ) відносяться такі системи і пристрої, що входять в систему управління і захисту:

- датчики технологічних параметрів;
- апаратура обробки сигналів від датчиків технологічних параметрів;
- апаратура контролю нейтронного потоку (АКНП);

– система аварійного захисту (АЗ) [2].

Приводи органів регулювання і органи регулювання (механічна частина СУЗ) відносяться до захисних систем безпеки.

Регулювання реактивності і потужності здійснюється за рахунок переміщення поглинаючих стержнів СУЗ в реакторі. Послідовність переміщення ПС (поглинаючих стержнів) СУЗ в активній зоні строго визначена. При роботі реактора в активній зоні знаходиться, як правило, одна група ПС - регулююча група [2].

Структура і конструкція системи аварійного захисту реактора, апаратури контролю нейтронного потоку, апаратури обробки сигналів датчиків технологічних параметрів забезпечують виконання функцій аварійної захисту реактора з урахуванням принципу одиничної відмови і одночасним виникненням найбільш «важкого» вихідної події – пожежі, що призводить до відмови одного з комплектів аварійного захисту.

Система аварійного захисту формує команду на падіння органів регулювання при виникненні аварійної ситуації. За цією командою всі витягнуті ЗР падають вниз. ЗР виконані таким чином, що штанга з поглиначем підвішена за допомогою засувки, утримуваної електромагнітом.

При знеструмленні котушок електромагніту ЗР падають вниз незалежно від положення по висоті зони [2].

З метою підвищення надійності при пожежах, стихійних лихах і можливості перевірки працездатності апаратури аварійного захисту спільно з датчиками і апаратурою обробки сигналів від датчиків в процесі роботи реактора передбачені два комплекти апаратури аварійного захисту. Кожен комплект апаратури аварійного захисту виконаний трьохканальним, працює за мажоритарним принципом «два з трьох», є повністю незалежним, має автономне електроживлення і розміщений в окремому приміщенні [2].

Вхідні сигнали на кожен комплект апаратури АЗ надходять від трьох комплектів датчиків аварійних сигналів, пройшовши необхідну обробку в пристрої формування дискретних сигналів.

АЗ спроектована таким чином, що почалося захисну дію виконується повністю, а контроль виконання функції АЗ здійснюється на всіх етапах її роботи.

Функції керуючої системи безпеки апаратури АЗ при перевірці її роботи не порушуються. До складу комплектів апаратури АЗ входять пристрої контролю справності апаратури [2].

Контрольно-вимірювальні прилади і автоматика (КВП і А) КВП систем безпеки і систем, важливих для безпеки системи КВПіА, включають в себе логіку для управління станцією і автоматичного запуску систем, призначених для запобігання шляхів розвитку аварій та локалізації їх наслідків, для надання інформації, необхідної для виконання надійної діагностики стану станції, і для перетворення дій оператора в спрацьовування (запуск) компонентів [3].

Тому адекватність систем КВП повинна оцінюватися у світлі комплексних аналізів реакції станції на вихідні події і функціонування станції при викликаються ними станах. Однак, отримані дані та рекомендації, ґрунтуються, скоріше, на недоліках, виявлених під час обходів станції або оглядів певних ділянок на станції, ніж на висновках з систематичного аналізу перехідних режимів і аварій.

Необхідно також зауважити, що деякі рекомендації по різних областях проекту можуть бути неспроможні для певних конкретних станцій і що потенційні недоліки деяких з них з точки зору інших функціональних областей проекту можуть зробити їх неприйнятними. Тому тут число рекомендацій обмежено тими, які найбільш очевидно застосовні для станцій такого типу і тими, що представляють собою певне підвищення безпеки. Інші рекомендації, адекватність яких можна було б оцінити тільки за результатами аналізу аварій, на даний час опущені [3].

В якості окремого результату, може бути з'ясована необхідність в додаткових сигналах на швидку зупинку реактора в системі захисту реактора. Всеохоплюючий аналіз повинен також охоплювати всі аспекти, пов'язані з

надійністю, ремонтпридатністю компонентів, ґрунтуючись на систематичному аналізі досвіду експлуатації [3].

Необхідність в такому аналізі є головним висновком розгляду КВП. На підставі аналізу аварій і аварійних експлуатаційних керівництв слід визначити і представити в ергономічно оптимальному вигляді інформацію, необхідну оператору для належного управління післяаварійними ситуаціями. Відповідно повинна бути спроектована і система післяаварійного моніторингу.

Щоб забезпечити експлуатацію станції у всіх умовах, необхідно гарантувати безпеку БЩУ, особливо в разі аварій, пов'язаних з виходами радіоактивності. З цією метою на більшості станцій планується установка фільтрів в системі вентиляції. На випадок непридатності БЩУ через пожежі, затоплення, або падіння літака, всі станції обладнані резервним щитом управління (РЩУ), що дозволяє оператору приводити і підтримувати станцію в безпечному зупиненому стані. Однак, ці два приміщення не мають достатнього поділу як у фізичному, так і в функціональному відношенні, і, внаслідок цього, слід провести систематичний аналіз і впровадити заходи для запобігання відмов із загальної причини [3].

Для виключення надмірного ризику для здоров'я і безпеки людей атомні електростанції повинні бути укомплектовані відповідним надійним обладнанням систем аварійного захисту реакторів.

Системи аварійного захисту атомних електростанцій складаються з первинних і вторинних систем аварійного захисту. Первинні і вторинні системи аварійного захисту можуть включати систему аварійного охолодження активної зони, систему автоматичного скидання тиску, систему ізоляції з протиаварійними оболонками, систему охолодження протиаварійної оболонки (або резервну систему охолодження активної зони), систему регулювання і захисту реактора за допомогою контрольно-вимірювальних приладів, встановлених в реакторі і в приміщеннях АЕС, систему контролю утворення тріщин і течі, тощо[3].

Для виготовлення різних компонентів систем аварійного захисту реакторів, що включають судини, клапани, насоси, захисну апаратуру, що

регулює обладнання та вимірювальні прилади, використовуються найрізноманітніші реакторні матеріали. Однак основними матеріалами систем аварійного захисту є конструкційні сталі, нержавіючі сталі, армований бетон, легка вода, борована вода (борна кислота), алюміній і мідь [3].

Завданнями системи регулювання та захисту реакторів АЕС за допомогою контрольно-вимірювальних приладів входять:

- здійснення автоматичного і ручного регулювання реактора в безпечних межах;
- отримання фізичних даних по експлуатації АЕС;
- відтворення сигналів, необхідних для здійснення регулювання та експлуатації АЕС;
- видача сигналів, що ініціюють спрацьовування того чи іншого органу системи аварійного захисту. Зокрема, реєстрація ядерного випромінювання на АЕС (а також введення тих чи інших органів захисту) здійснюється внаслідок іонізації середовища (повітря) і реакторних матеріалів, через які проходять нейтрони і гамма-випромінювання і якими вони врешті-решт поглинаються. Електричні заряди, що накопичуються в приладах, розташованих в реакторі і в приміщеннях АЕС, і реєструються за величиною імпульсів напруги або сили струму, служать мірою радіації [3].

Блок-схема, що показує роль контрольно-вимірювальних приладів в регулюванні, роботі та аварійної захисту реактора, наведена на рисунку 2.1. За допомогою автоматичного і ручного регулювання режими роботи реактора і АЕС підтримуються в необхідних межах.



Рисунок 2.1 - Блок-схема, що показує роль контрольно-вимірювальних приладів в регулюванні, роботі та захисті реактора

Якщо в результаті будь-якого відхилення в роботі органів регулювання реактора виникне небезпечна для обслуговуючого персоналу або устаткування АЕС ситуація, то або органи регулювання будуть повернуті в нормальне положення за рахунок механізмів захисту, властивих самій конструкції реактора (наприклад, через негативний температурний коефіцієнт), або буде приведена в дію автоматична система аварійного захисту реактора (наприклад, швидка зупинка реактора) [23].

Система регулювання та захисту за допомогою контрольно-вимірювальних приладів повинна надійно функціонувати в будь-який момент часу таким чином, щоб забезпечити безпеку при всіх можливих аварійних ситуаціях. Розробка і експлуатація надійної системи аварійного захисту, що відповідає всім вимогам безпеки, базується на аналізі безпеки та експериментальній перевірці результатів такого аналізу.

За допомогою контрольно-вимірювальної апаратури, встановленої в реакторі і в приміщеннях АЕС, можна здійснювати контроль герметичності



оболонок твелів, контроль течі в місцях з'єднання патрубків з корпусом реактора та контроль герметичності трубопроводів системи охолодження реактора методами аналізу проб теплоносія, вимірювання потужності дози випромінювання і визначення кількості теплоносія, що накопичується у відповідних пастках АЕС (особливо АЕС з реакторами PWR і BWR).

Крім контрольно-вимірювальних приладів різних типів в системі регулювання і захисту реакторів використовуються такі матеріали, як нержавіюча сталь, мідь (для електропроводів і коаксіальних кабелів), алюміній, керамічні ізолятори, свинець і бетон (для захисту обладнання і приладів) і конструкційна сталь (для арматури) [3].

Зниженням температури охолоджуючої води на вході в конденсатор можна зменшувати тиск і температуру конденсації відпрацьованої пари. Зниження температури охолоджуючої води приводить до збільшення середньої температурної різниці підведення і відведення тепла, наявного тепло перепаду і термічного ККД циклу.

Використовуючи стандартну методику розрахуємо теплову схему турбоустановки при температурі охолоджуючої води на вході в конденсатор 10 °С при незмінних початкових параметрах. При цьому тиск ( $P_k$ ) визначається температурою насичення, яку приймемо рівною температурі охолоджуючої води в конденсаторі.

Температура охолоджуючої води на вході в конденсатор впливає лише на теплоперепад у відсіках ЦНТ турбіни.

Параметри пари на вході в ЦНТ [22]

$$P_{\text{розд}} = 0,54 \text{ МПа}, h_{\text{ггп}} = 2959,7 \text{ кДж/кг}, t_{\text{ггп}} = 250 \text{ °С} \Rightarrow$$

$$s_{\text{ггп}} = 7,235 \text{ кДж/(кг·К)}.$$

Температура охолоджуючої води на вході в конденсатор 10 °С, отже тиск води на вході в конденсатор  $P_k = 0,0012 \text{ МПа}$  [22].

Кінцева ентальпія теоретичного ( $s = \text{const}$ ) процесу розширення в ЦНТ

$$s_{\text{III}} = 7,235 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К}, P_{\text{к}} = 0,0012 \text{ МПа} \Rightarrow h_{\text{к}}^{\text{T}} = 2045,4 \text{ кДж/кг};$$

Теоретичний теплоперепад в ЦНТ, кДж/кг

$$H_{\text{ЦНТ}}^{\text{T}} = h_{\text{III}} - h_{\text{к}}^{\text{T}} = 2959,7 - 2045,4 = 914,3.$$

Дійсний теплоперепад в ЦНТ, кДж/кг

$$H_{\text{ЦНТ}} = H_{\text{ЦНТ}}^{\text{T}} \cdot \eta_{\text{ЦНТ}} = 914,3 \cdot 0,81 = 740,6.$$

Дійсна ентальпія на виході з ЦНТ, кДж/кг

$$h_{\text{к}} = h_{\text{III}} - H_{\text{ЦНТ}} = 2959,7 - 740,6 = 2219,1.$$

Параметри пари на виході з ЦНТ

$$h_{\text{к}} = 2219,1 \text{ кДж/кг}, P_{\text{к}} = 0,0012 \text{ МПа} \Rightarrow t_{\text{к}} = 9,65 \text{ }^{\circ}\text{C}, x_{\text{к}} = 0,879;$$

$$h_{\text{в}} = 42,02 \text{ кДж/кг}.$$

Параметри дренажів з елементів паротурбінного циклу і води в конденсатно-живильному тракті залишаємо без змін.

## 2.1 Розрахунок витрати робочого тіла в елементах паротурбінного циклу АЕС

Рівняння теплового балансу сепаратора

$$\alpha_c = \frac{h_c - h_{\text{розд}}}{h_{\text{розд}} - h_{\text{др.с}}} \alpha_{\text{пп}} = \frac{2730,5 - 2438,9}{2438,9 - 652,8} \alpha_{\text{пп}} = 0,16331 \cdot \alpha_{\text{пп}}.$$

Рівняння теплового балансу проміжного пароперегрівача

$$\alpha_o^{\text{пп}} = \frac{h_{\text{пп}} - h_c}{h_o - h_{\text{др.пп}}} \alpha_{\text{пп}} = \frac{2959,7 - 2730,5}{2785,6 - 1208,1} \alpha_{\text{пп}} = 0,14530 \cdot \alpha_{\text{пп}}.$$

Рівняння теплового балансу ПВТ1

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= \frac{h_{\text{в1}} - h_{\text{в2}}}{h_1 - h_{\text{др1}}} - \frac{h_{\text{др.пп}} - h_{\text{др1}}}{h_1 - h_{\text{др1}}} \cdot 0,14530 \cdot \alpha_{\text{пп}} = \\ &= \frac{958,2 - 809,7}{2642,8 - 941,6} - \frac{1208,1 - 941,6}{2642,8 - 941,6} \cdot 0,14530 \cdot \alpha_{\text{пп}} \\ &= 0,0873 - 0,0228 \cdot \alpha_{\text{пп}}. \end{aligned}$$

Рівняння теплового балансу ПВТ2

$$\begin{aligned} \alpha_2 &= \frac{h_{\text{в2}} - h_{\text{в.д}}}{h_2 - h_{\text{др2}}} - \frac{h_{\text{др1}} - h_{\text{др2}}}{h_2 - h_{\text{др2}}} \times \\ &\times [(0,0873 - 0,0228 \cdot \alpha_{\text{пп}}) + 0,14530 \cdot \alpha_{\text{пп}}] = \\ &= \frac{809,7 - 694,6}{2570,7 - 830,1} - \frac{941,6 - 830,1}{2570,7 - 830,1} \cdot [(0,0873 - 0,0228 \cdot \alpha_{\text{пп}}) + \\ &+ 0,14530 \cdot \alpha_{\text{пп}}] = 0,06056 - 0,00785 \cdot \alpha_{\text{пп}}. \end{aligned}$$

Для деаератора

$$\alpha_d = 0,04938 - 0,04158 \cdot \alpha_{\text{пп}}.$$

Витрата конденсату (к) після конденсатного насосу другого (II) підйому

$$\begin{aligned}\alpha_K^{\text{II}} &= 0,85218 - 0,2780 \cdot \alpha_{\text{пп}} - (0,04938 - 0,04158 \cdot \alpha_{\text{пп}}) \\ &= 0,80280 - 0,3195 \cdot \alpha_{\text{пп}}.\end{aligned}$$

Рівняння теплового балансу ПНТЗ

$$\alpha_3 = \frac{h_{\text{в3}} - h_{\text{в4}}}{h_3 - h_{\text{др3}}} (0,80280 - 0,3195 \cdot \alpha_{\text{пп}}) = 0,05268 - 0,02097 \cdot \alpha_{\text{пп}}.$$

Оскільки витрата пари на виході з парогенератора  $\alpha_0 = 1$ , то витрата на виході із проміжного пароперегрівача

$$\alpha_{\text{пп}} = 1 - \alpha_0^{\text{пп}} - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_{\text{д}} - \alpha_3 - \alpha_{\text{с}}.$$

Підставивши замість кожної із відносних витрат їхні значення, виражені через  $\alpha_{\text{пп}}$ , визначені вище, отримаємо

$$\begin{aligned}\alpha_{\text{пп}} &= 1 - 0,14530 \cdot \alpha_{\text{пп}} - (0,0873 - 0,0228 \cdot \alpha_{\text{пп}}) - (0,06056 - 0,00785 \cdot \alpha_{\text{пп}}) \\ &\quad - (0,04938 - 0,04158 \cdot \alpha_{\text{пп}}) - (0,05268 - 0,02097 \cdot \alpha_{\text{пп}}) - 0,16331 \cdot \alpha_{\text{пп}},\end{aligned}$$

звідки  $\alpha_{\text{пп}} = 0,61715$ .

Маючи абсолютне значення  $\alpha_{\text{пп}}$ , обчислимо абсолютні значення всіх витрат

$\alpha_0^{\text{пп}} = 0,08967$	$\alpha_{\text{пп}} = 0,61715$
$\alpha_1 = 0,07322$	$\alpha_{\text{др1}} = \alpha_0^{\text{пп}} + \alpha_1 = 0,16289$
$\alpha_2 = 0,05572$	$\alpha_{\text{др2}} = \alpha_{\text{др1}} + \alpha_2 = 0,21861$
$\alpha_{\text{д}} = 0,02372$	$\alpha_{\text{др,д}} = \alpha_{\text{жв}} = 1$
$\alpha_3 = 0,03974$	$\alpha_{\text{др3}} = \alpha_3 = 0,03974$
$\alpha_{\text{с}} = 0,10079$	$\alpha_{\text{спп}} = \alpha_{\text{пп}} + \alpha_{\text{с}} = 0,71794$
$\alpha_K^{\text{II}} = 0,65689$	$\alpha_0^{\text{ЦВТ}} = \alpha_0 - \alpha_0^{\text{пп}} = 0,91033,$

де  $\alpha_{\text{спп}}$  – відносна витрата пари що поступає із ЦВТ турбіни в сепаратор,  
 $\alpha_0^{\text{ЦВТ}}$  - відносна витрата пари на вході в ЦВТ турбіни.

2.2 Розрахунки матеріальних балансів елементів ПТС, пов'язаних з циліндром низького тиску турбіни

Рівняння теплового балансу ПНТ4

$$\begin{aligned} \alpha_4 &= \frac{\alpha_K^{\text{II}}(h_{\text{в4}} - h_{\text{в5}}) - \alpha_{\text{др3}}(h_{\text{др3}} - h_{\text{др4}})}{h_4 - h_{\text{др4}}} = \\ &= \frac{0,65689 \cdot (514,3 - 423,7) - 0,03974 \cdot (652,8 - 535,4)}{2836,0 - 535,4} \\ &= 0,02383. \end{aligned}$$

Дренаж ПНТ4

$$\alpha_{\text{др4}} = \alpha_{\text{др3}} + \alpha_4 = 0,03974 + 0,02383 = 0,06357.$$

Рівняння теплового балансу ПНТ4

$$\begin{aligned} \alpha_5 &= \frac{\alpha_K^{\text{II}}(h_{\text{в5}} - h_{\text{в6}}) - \alpha_{\text{др4}}(h_{\text{др4}} - h_{\text{др5}})}{h_5 - h_{\text{др5}}} = \\ &= \frac{0,65689 \cdot (423,7 - 365,7) - 0,06357 \cdot (535,4 - 444,3)}{2733,2 - 444,3} \\ &= 0,01414. \end{aligned}$$

Дренаж ПНТ5

$$\alpha_{\text{др5}} = \alpha_{\text{др4}} + \alpha_5 = 0,06357 + 0,01414 = 0,07771.$$

Для змішуючого регенеративного підігрівача ПНТ6

$$\alpha_6 = \frac{\alpha_K^{\text{II}}(h_{\text{B6}} - h_{\text{B7}}) + \alpha_{\text{др5}}(h_{\text{B7}} - h_{\text{др5}})}{h_6 - h_{\text{B7}}} =$$

$$= \frac{0,65689 \cdot (365,1 - 275,4) + 0,07771 \cdot (275,4 - 444,3)}{2642,3 - 275,4} = 0,01935.$$

Відповідно, витрата конденсату на виході із ПНТ 7

$$\alpha_K^{\text{I}} = \alpha_K^{\text{II}} - \alpha_6 - \alpha_{\text{др5}} = 0,65689 - 0,01935 - 0,07771 = 0,55984.$$

Для змішуючого регенеративного підігрівача ПНТ7 складаємо рівняння матеріального балансу

$$\alpha_7 + \alpha_K = \alpha_K^{\text{I}},$$

теплового балансу

$$\alpha_7 h_7 + \alpha_K h_K = \alpha_K^{\text{I}} h_{\text{B7}}.$$

Маємо систему із двох рівнянь із двома невідомими  $\alpha_7$  і  $\alpha_K$ .

Із рівняння матеріального балансу

$$\alpha_K = \alpha_K^{\text{I}} - \alpha_7.$$

Тоді рівняння теплового балансу можна записати

$$\alpha_7 h_7 + (\alpha_K^{\text{I}} - \alpha_7) h_K = \alpha_K^{\text{I}} h_{\text{B7}},$$

звідки

$$\alpha_7 = \frac{h_{в7} - h_{к}}{h_7 - h_{к}} \cdot \alpha_k^I = \frac{275,4 - 42,0}{2532,5 - 42,0} \cdot 0,55984 = 0,05247.$$

Відповідно, витрата конденсату на виході із конденсатора

$$\alpha_{к} = \alpha_{к}^I - \alpha_7 = 0,55984 - 0,05247 = 0,50737.$$

Для перевірки правильності розрахунку обчислимо  $\alpha_{к}$ , виходячи із  $\alpha_{к}$  і відносних витрат відборів

$$\begin{aligned} \alpha_{к} &= \alpha_{\text{пп}} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 = \\ &= 0,61715 - 0,02383 - 0,01414 - 0,01935 - 0,05247 = 0,50737. \end{aligned}$$

Отже матеріальний баланс обчислено правильно.

Рівняння енергетичного балансу турбоживильної установки

$$\alpha_{\text{тп}} H_{\text{тп}} \eta_{\text{м}}^{\text{жн}} \eta_{\text{м}}^{\text{бн}} = \alpha_{\text{жв}} (P_{\text{жв}} - P_{\text{д}}),$$

звідки

$$\alpha_{\text{тп}} = \frac{\alpha_{\text{жв}} (P_{\text{жв}} - P_{\text{д}})}{H_{\text{тп}} \eta_{\text{м}}^{\text{жн}} \eta_{\text{м}}^{\text{бн}}} = \frac{5,0 - 0,68}{740,6 \cdot 0,99 \cdot 0,99} = 0,00595.$$

Витрата пари на вході в ЦНТ турбіни

$$\alpha_{\text{о}}^{\text{ЦНТ}} = \alpha_{\text{пп}} - \alpha_{\text{тп}} = 0,61715 - 0,00595 = 0,61120.$$

Витрата пари на виході із ЦНТ турбіни (на вході в конденсатор)

$$\alpha_{\kappa}^{\text{ЦНТ}} = \alpha_{\kappa} - \alpha_{\text{ТП}} = 0,50737 - 0,00595 = 0,50142.$$

Частки пропуску пари через відсіки ЦНТ турбіни:

- $\alpha_{3''-4} = \alpha_0^{\text{ЦНТ}} = 0,61120;$
- $\alpha_{4-5} = \alpha_{3''-4} - \alpha_4 = 0,61120 - 0,02383 = 0,58737;$
- $\alpha_{5-6} = \alpha_{4-5} - \alpha_5 = 0,58737 - 0,01414 = 0,57323;$
- $\alpha_{6-7} = \alpha_{5-6} - \alpha_6 = 0,57323 - 0,01935 = 0,55389;$
- $\alpha_{7-8} = \alpha_{6-7} - \alpha_7 = 0,55389 - 0,05247 = 0,50142.$

Теплоперепади у відсіках ЦНТ турбіни, кДж/кг:

- $h_{3''-4} = h_{3''} - h_4 = 2959,7 - 2836,0 = 123,7;$
- $h_{4-5} = h_4 - h_5 = 2836,0 - 2733,2 = 102,8;$
- $h_{5-6} = h_5 - h_6 = 2733,2 - 2642,3 = 90,9;$
- $h_{6-7} = h_6 - h_7 = 2642,3 - 2532,5 = 109,8;$
- $h_{7-\kappa} = h_7 - h_{\kappa} = 2532,5 - 2219,1 = 313,4.$

Внутрішня робота 1 кг пари, кДж/кг

$$\sum \alpha_{i-j} \cdot h_{i-j} = 697,904.$$

Витрата свіжої пари на виході з парогенератора, кг/год

$$D_o = \frac{1070 \cdot 1000 \cdot 3600}{0,990 \cdot 0,995 \cdot 697,904} = 5603147,5.$$



Таблиця 2.1 - Абсолютні витрати робочого тіла на всіх ділянках паротурбінного циклу АЕС

Елемент ПТС	Витрата пари, кг/год	Витрата води, кг/год
1	2	3
Парогенератор	$D_0 = 5603147,5$	$D_{жв} = 5603148$
ПВТ1	$D_1 = 410240,8$	$D_0^{пп} = 912671,8$ $D_{др1} = 1283337$ $D_{жв} = 5603148$
ПВТ2	$D_2 = 312204$	$D_{др1} = 912671,8$ $D_{др2} = 1283337$ $D_{жв} = 5603148$
Деаератор	$D_d = 132890,7$	$D_{др,д} = 5603148$ $D_c = 564725$ $D_K^{II} = 3680655$ $D_{др2} = 1283337$
ПНТ3	$D_3 = 222653,9$	$D_{др3} = 222653,9$ $D_K^{II} = 3680655$
Сепаратор	$D_{спп} = 4022726,5$ $D_{пп} = 3458001,3$	$D_c = 564725$
Пром. пароперегрівач	$D_{пп} = 3458001,3$ $D_0^{пп} = 502431$	$D_0^{пп} = 502431$
ПНТ4	$D_4 = 133521,2$	$D_{др3} = 222653,9$ $D_{др4} = 356175,2$ $D_K^{II} = 3680655$
ПНТ5	$D_5 = 79220$	$D_{др4} = 356175,2$ $D_{др5} = 435395,1$ $D_K^{II} = 3680655$

Продовження таблиці 2.1

1	2	3
ПНТ6	$D_6 = 108412,01$	$D_{др5} = 435395,1$ $D_K^I = 3136848$ $D_K^{II} = 3680655$
ПНТ7	$D_7 = 293985,4$	$D_K^I = 3136848$ $D_K = 2842863$
Турбопривід	$D_{ТП} = 33346$	$D_K^{ТП} = 33346$
Конденсатор	$D_K^{ЦНТ} = 2809516,5$	$D_K^{ТП} = 33346$ $D_K = 2842863$

## 2.3 Розрахунки температур охолоджуючої води на вході в конденсатор

Потужність КН1, кВт

$$N_{КН1} = 1559,86.$$

Потужність КН2, кВт

$$N_{КН2} = 2618,78.$$

Потужність насоса дренажу ПП, кВт

$$N_{КН1} = 1009,13.$$

Сумарна витрата електроенергії на приводи насосів, кВт

$$N_{\Sigma H} = N_{КН1} + N_{КН2} + N_{Н1} = 5187,77.$$

Повна витрата теплоти на турбоустановку, кДж/год

$$Q_{\text{ту}} = 5603147,5 \cdot (2785,6 - 958,2) = 10239466302.$$

Електричний ККД (брутто) турбоустановки

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{брутто}} = \frac{1070 \cdot 1000 \cdot 3600}{10239466302} = 0,3762.$$

ККД енергоблоку АЕС

$$\eta_{\text{АЕС}} = 0,99 \cdot 0,995 \cdot 0,985 \cdot 1 \cdot 0,3762 = 0,3650.$$

Питома витрата ядерного палива, г/(МВт·год)

$$b_{\text{яп}} = \frac{0,054}{0,3650} = 0,14794.$$

Електричний ККД (нетто) турбоустановки

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{нетто}} = \frac{(1070 - 5,19) \cdot 1000 \cdot 3600}{10239466302} = 0,3744.$$

Аналогічно проведемо розрахунки для інших температур охолоджуючої води на вході в конденсатор. Результати розрахунків основних показників зведемо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 - Показники роботи енергоблоку на номінальній потужності

$t_{\text{ох.вод.}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\eta_{\text{ту}}^{\text{брутто}}$	$\eta_{\text{ту}}^{\text{нетто}}$	$D_o,$ кг/год	$Q_{\text{ту}},$ кДж/год
10	0,3762	0,3744	5603147,5	10239466302
12	0,3728	0,3710	5653581,6	10331632048
14	0,3699	0,3681	5698049,7	10412895309
16	0,3673	0,3655	5738284,6	10486422481
18	0,3642	0,3624	5786902,5	10575269162
20	0,3618	0,3599	5826827,4	10648229841
22	0,3589	0,3571	5873502,1	10733525479
24	0,3554	0,3536	5930754,7	10838151709
26	0,3523	0,3505	5982529,4	10932767280
28	0,3496	0,3478	6029275,6	11018193752
30	0,3471	0,3453	6072718,7	11097583665

При зміні навантаження змінюється витрата свіжої пари і відповідно витрати пари на усіх ділянках паротурбінного циклу АЕС. Проведемо розрахунок на 80 % від номінального (856 МВт) та занесемо дані до таблиці 2.3.

Витрата свіжої пари на виході з парогенератора, кг/год

$$D_o = 4482518,0.$$

Потужність КН1, кВт

$$N_{\text{КН1}} = 1247,9.$$

Потужність КН2, кВт

$$N_{KH2} = 2095,02.$$

Потужність насоса дренажу ПП, кВт

$$N_{KH1} = 1009,13.$$

Сумарна витрата електроенергії на приводи насосів, кВт

$$N_{\Sigma H} = N_{KH1} + N_{KH2} + N_{H1} = 4352,04.$$

Таблиця 2.3 - Абсолютні витрати робочого тіла на всіх ділянках паротурбінного циклу АЕС на потужності 80 % від номінальної

Елемент ПТС	Витрата пари, кг/год	Витрата води, кг/год
1	2	3
Парогенератор	$D_0 = 4482518,0$	$D_{ЖВ} = 4482518$
ПВТ1	$D_1 = 328192,6$	$D_0^{ПП} = 730137,4$ $D_{др1} = 1026670$ $D_{ЖВ} = 4482518$
ПВТ2	$D_2 = 249764$	$D_{др1} = 730137,4$ $D_{др2} = 1026670$ $D_{ЖВ} = 4482518$
Деаератор	$D_d = 106312,6$	$D_{др.д} = 4482518$ $D_c = 451780$ $D_K^{II} = 2944524$ $D_{др2} = 1026670$
ПНТЗ	$D_3 = 178123,2$	$D_{др3} = 178123,2$ $D_K^{II} = 2944524$
Сепаратор	$D_{спп} = 3218181,3$ $D_{пп} = 2766401,0$	$D_c = 451780$

Продовження таблиці 2.3

1	2	3
Пром. пароперегрівач	$D_{\text{пп}} = 2766401$ $D_0^{\text{пп}} = 401945$	$D_0^{\text{пп}} = 401945$
ПНТ4	$D_4 = 106816,9$	$D_{\text{др3}} = 178123,2$ $D_{\text{др4}} = 284940,2$ $D_{\text{к}}^{\text{II}} = 2944524$
ПНТ5	$D_5 = 63376$	$D_{\text{др4}} = 284940,2$ $D_{\text{др5}} = 348316,1$ $D_{\text{к}}^{\text{II}} = 2944524$
ПНТ6	$D_6 = 86729,6$	$D_{\text{др5}} = 348316,1$ $D_{\text{к}}^{\text{I}} = 2509479$ $D_{\text{к}}^{\text{II}} = 2944524$
ПНТ7	$D_7 = 235188,3$	$D_{\text{к}}^{\text{I}} = 2509479$ $D_{\text{к}} = 2274290$
Турбопривід	$D_{\text{тп}} = 26677$	$D_{\text{к}}^{\text{тп}} = 26677$
Конденсатор	$D_{\text{к}}^{\text{пнт}} = 2247613,2$	$D_{\text{к}}^{\text{тп}} = 26677$ $D_{\text{к}} = 2274290$

Повна витрата теплоти на турбоустановку, кДж/год

$$Q_{\text{ту}} = 8191573041.$$

Електричний ККД (брутто) турбоустановки

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{брутто}} = 0,3762.$$

ККД енергоблоку АЕС

$$\eta_{\text{АЕС}} = 0,99 \cdot 0,995 \cdot 0,985 \cdot 1 \cdot 0,3762 = 0,3650.$$

Питома витрата ядерного палива, г/(МВт · год).

$$b_{\text{яп}} = \frac{0,054}{0,3650} = 0,14794.$$

Електричний ККД (нетто) турбоустановки

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{нетто}} = \frac{(1070 - 5,19) \cdot 1000 \cdot 3600}{10239466302} = 0,3743.$$

Аналогічно проведемо розрахунки для інших температур охолоджуючої води на вході в конденсатор. Розрахунки теплової схеми турбоустановки на часткових навантаженнях наведені в таблицях 2.4 і 2.5.

Таблиця 2.4 - Показники роботи енергоблоку на потужності 80 % від номінальної

$t_{\text{ох.вод.}} \text{ } ^\circ\text{C}$	$\eta_{\text{ту}}^{\text{брутто}}$	$\eta_{\text{ту}}^{\text{нетто}}$	$D_o,$ кг/год	$Q_{\text{ту}},$ кДж/год
1	2	3	4	5
10	0,3762	0,3743	4482518,0	8191573041
12	0,3728	0,3709	4522865,2	8265305638
14	0,3699	0,3680	4558439,7	8330316247
16	0,3673	0,3654	4590627,6	8389137985
18	0,3642	0,3623	4629521,9	8460215330
20	0,3618	0,3598	4661461,8	8518583873
22	0,3589	0,3570	4698801,6	8586820383
24	0,3554	0,3535	4744603,7	8670521367
26	0,3523	0,3504	4786023,4	8746213824

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5
28	0,3496	0,3477	4823420,5	8814555002
30	0,3471	0,3452	4858174,9	8878066932

Проведемо розрахунки роботи енергоблоку на потужності 60% та занесемо їх до таблиці 2.5.

До автоматизації конденсаторів з водяним охолодженням вдаються при необхідності економити воду і у випадках, коли температура охолоджуючої води може змінюватися в широких межах. При цьому регулювання здійснюється майже виключно способом зміни витрати води.

Таблиця 2.5 - Показники роботи енергоблоку на потужності 60%

$t_{\text{ох.вод.}} \text{ } ^\circ\text{C}$	$\eta_{\text{ту}}^{\text{брутто}}$	$\eta_{\text{ту}}^{\text{нетто}}$	$D_o,$ кг/год	$Q_{\text{ту}},$ кДж/год
10	0,3762	0,3741	3361888,5	6143679781
12	0,3728	0,3708	3392149,0	6198979229
14	0,3699	0,3679	3418829,8	6247737185
16	0,3673	0,3653	3442970,8	6291853489
18	0,3642	0,3622	3472141,5	6345161497
20	0,3618	0,3597	3496096,4	6388937905
22	0,3589	0,3568	3524101,2	6440115287
24	0,3554	0,3534	3558452,8	6502891025
26	0,3523	0,3503	3589517,6	6559660368
28	0,3496	0,3476	3617565,4	6610916251
30	0,3471	0,3451	3643631,2	6658550199



## 2.4 Аналіз ККД турбоустановки від температури води охолодження конденсаторів парових турбін

Графічні залежності показників роботи енергоблоку при зміні навантаження та температури охолоджуючої води на вході в конденсатор зображено на рисунках 2.1-2.4.

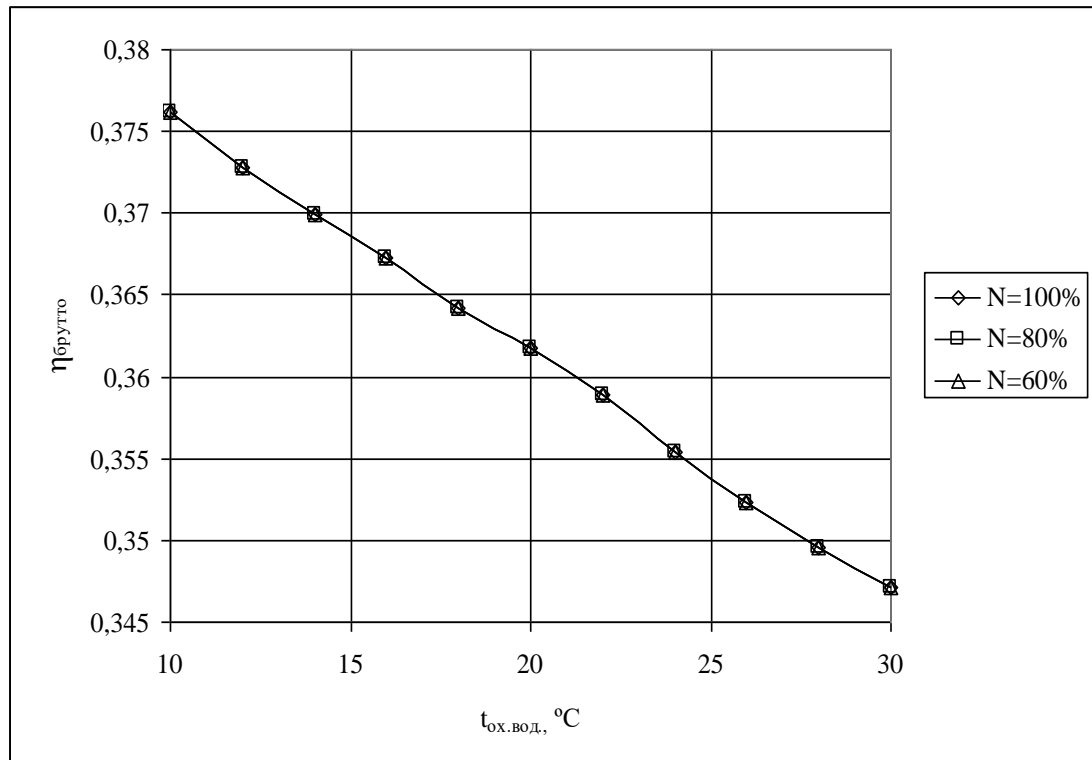


Рисунок 2.2 - Залежність ККД брутто від навантаження і температури охолоджуючої води на вході в конденсатор

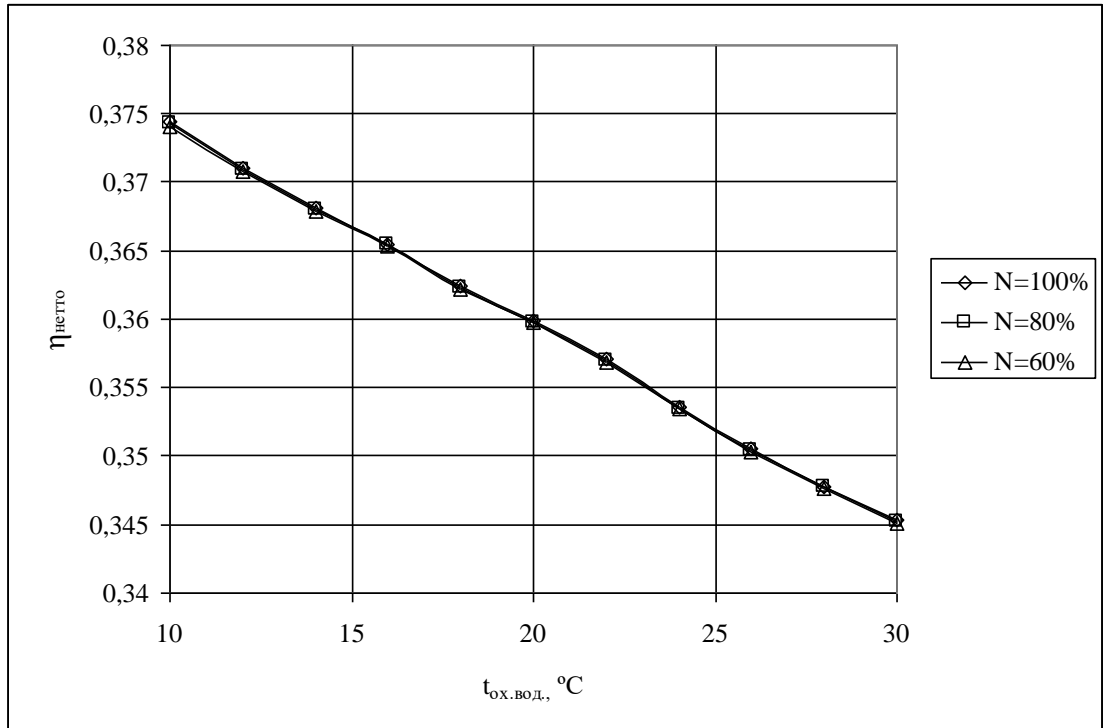


Рисунок 2.3 - Залежність ККД нетто від навантаження і температури охолоджуючої води на вході в конденсатор

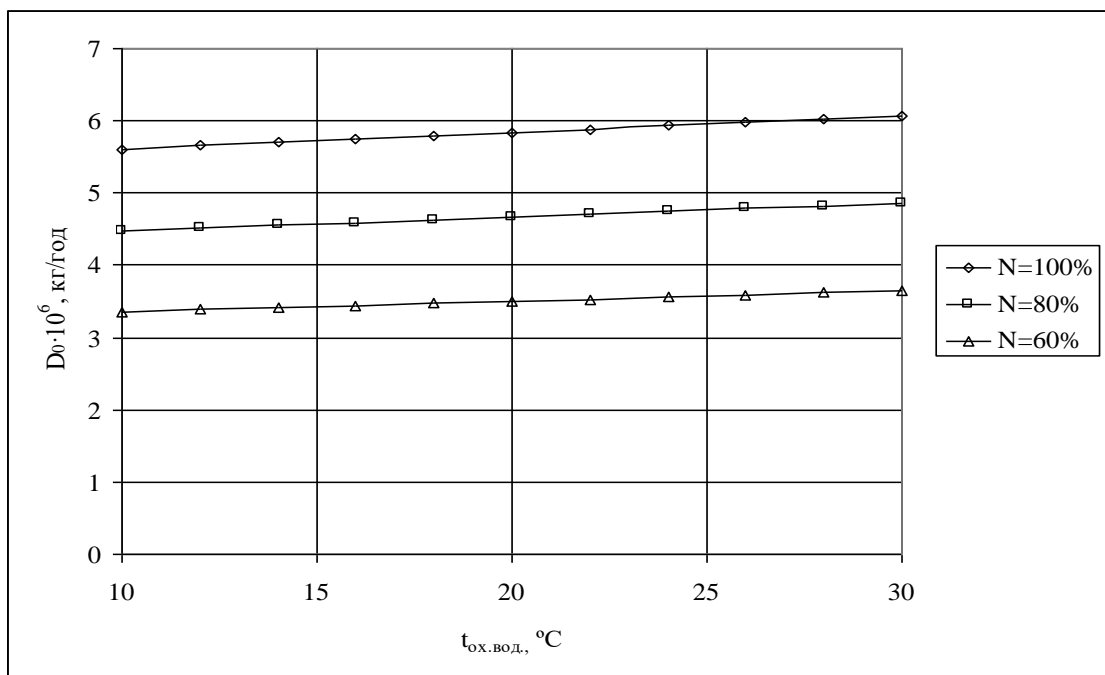


Рисунок 2.4 - Залежність витрати свіжої пари від навантаження і температури охолоджуючої води на вході в конденсатор

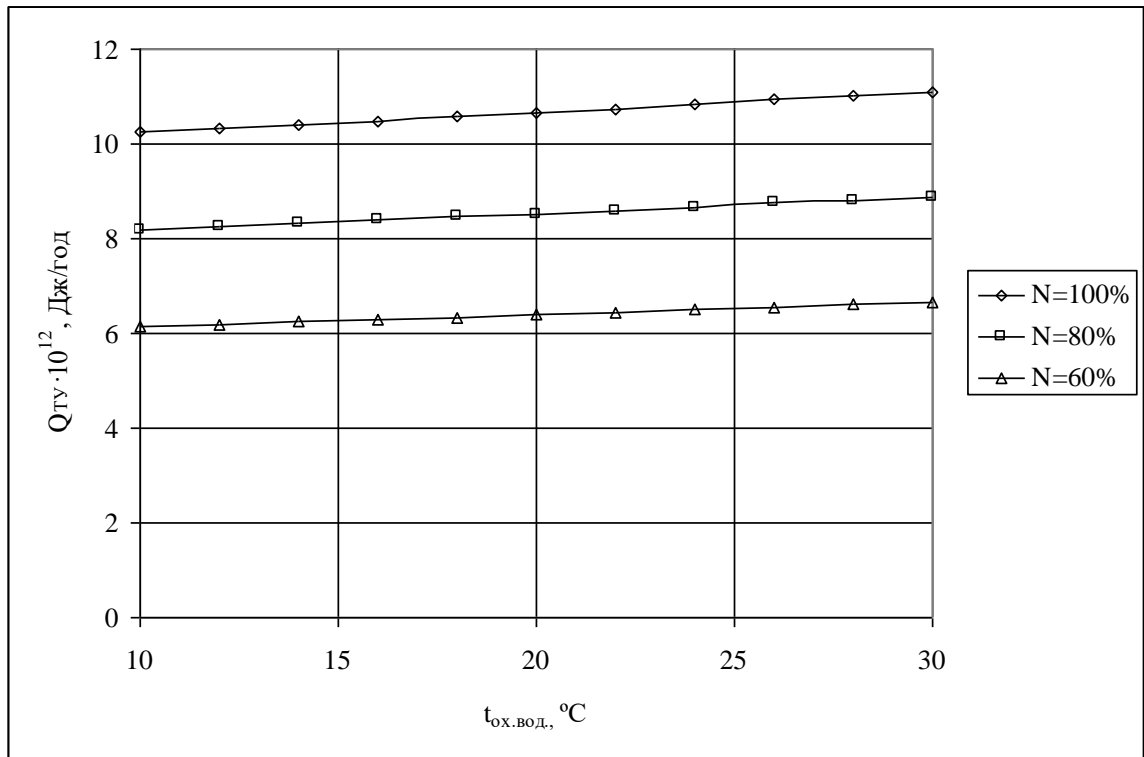


Рисунок 2.5 - Залежність витрати теплоти від навантаження і температури охолоджуючої води на вході в конденсатор

Встановлено, що значення ККД турбоустановки зростає при зниженні температури охолоджуючої води і не залежить від навантаження, При зниженні температури охолоджуючої води на вході в конденсатор і зменшенні навантаження на турбоустановку витрата свіжої пари та теплоти на турбоустановку знижуються.

### 3 ОХОРОНА ПРАЦІ

В галузі атомної енергетики охорона праці займає провідне місце, що визначається передовсім тим, що в цій галузі присутні безліч небезпечних для здоров'я і життя людини факторів. До цих факторів можна віднести радіоактивні речовини, електроустановки різних параметрів, вибухо- і пожежонебезпечні речовини, високі температури та тиск і т.д.

У даному розділі розглядається питання, пов'язані з чинниками, аналізом і заходами для запобігання впливу шкідливих факторів, що виникають у зоні роботи персоналу. Аналізуються питання забезпечення електробезпеки та пожежної безпеки на АЕС. Проводиться розрахунок інтенсивності теплового випромінювання.

#### 3.1 Аналіз небезпечних виробничих факторів

На даному проектуваному об'єкті небезпечними факторами є:

- підвищений тиск в елементах теплової схеми;
- висока електрична напруга;
- підвищена температура повітря робочої зони.

##### *Підвищений тиск*

Джерелом підвищеного тиску згідно технологічній схемі є:

- трубопроводи і устаткування 1-го контуру, реактор, ГЦН, КО (P=16 МПа, t=240 °C)
- трубопроводи системи розхолодження (P = 0,7 МПа, t = 40 °C);
- інше устаткування, надлишковий робочий тиск в якому перевищує P=0,07 МПа.

Під час експлуатації допускається перевищення робочого надлишкового тиску до 25 %. Для трубопроводів системи розхолодження це складе, МПа

$$P = 0,7 + 0,25 \cdot 0,7 = 0,875$$

При збільшенні тиску вище допустимого значення може відбутися механічне руйнування (розриви, тріщини, свищі) трубопроводу, і, як наслідок, попадання теплоносія в робочу зону, що може привести до сильних опіків і смерті людей.

#### *Висока електрична напруга*

Джерелом високої напруги на проектуваному об'єкті є електроустаткування (електродвигуни насосів і електропривідної арматури), а також металеві предмети, які можуть виявитися під напругою у випадку замикання однієї з фаз на корпус.

Електродвигуни живлять від мережі змінного струму напругою  $U = 220/380$  В. Наявність струмопровідної підлоги відносить дані приміщення до приміщень з підвищеною небезпекою ураження електричним струмом. В умовах підвищеної небезпеки замикання однієї з фаз на корпус під час контакту через тіло людини пройде струм

$$I_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{чол}}},$$

де  $I_{\text{пр}}$  – струм контакту, А;

$U_{\text{ф}}$  - напруга, В;

$R_{\text{чол}}$  - електричний опір тіла людини,  $R_{\text{чол}} = 1000$  Ом.

$$I_{\text{пр}} = \frac{200}{1000} = 0,2 \text{ А.}$$

Величина струму, при якому відбувається фібриляція серця рівна 100mA, тобто у два рази менше. Очевидно, що струм в 200 mA є смертельним для людини.

#### *Електробезпека*

Електробезпека - це система організаційних заходів і технічних засобів, що забезпечують захист людей від шкідливого і небезпечного впливу

електричного струму, електричної дуги, електромагнітного поля і статичної електрики.

На АЕС з реакторами ВВЕР-1000 передбачені наступні мережі електропостачання споживачів власних потреб:

- мережа 380/220В, 50 Гц з заземленою нейтраллю;
- мережі 220, 110, 48, 24 В постійного струму;
- мережі 6 кВ з ізольованою нейтраллю.

Більшість приміщень реакторного відділення і машинного залу віднесені до “особливо небезпечних”. Небезпека ураження електричним струмом пов'язана з рядом факторів:

- підвищене тепловиділення устаткування;
- підвищена вологість;
- можливість одночасного контакту людини з трубопроводами, повітроводами, іншим металевим устаткуванням і металевих корпусів електродвигунів, корпусів розподільчих електричних пристроїв, які в результаті ушкодження ізоляції можуть потрапити під напругу.

#### *Захисне заземлення*

Відповідно до [40] захисним заземленням називається навмисне електричне з'єднання з землею або її еквівалентом металевих не струмоведучих частин, які можуть виявитися під напругою.

На АЕС захисне заземлення використовують споживачі власних потреб:

1. Першої групи, які живляться від мереж 220В і 110В постійного струму,  $[R_{\text{заз}}]_{\text{н}}=(10\dots4)$  Ом;
2. Другої групи, які живляться від мереж 6 кВ з ізольованою нейтраллю,  $[R_{\text{заз}}]_{\text{н}}=(0,5\dots10)$  Ом;
3. Третьої групи, які живляться від мереж 6 кВ з ізольованою нейтраллю і 380/220В, 50 Гц з ізольованою нейтраллю,  $[R_{\text{заз}}]_{\text{н}}=(0,5\dots10)$  Ом,  $[R_{\text{заз}}]_{\text{н}}=(10\dots4)$  Ом відповідно.

Заземлення виконують по контурній або виносній схемі. Споживачі під'єднують до внутрішнього контура заземлення (всередині приміщення), який

у свою чергу з'єднаний з зовнішнім контуром.

### *Занулення*

Відповідно до [41] зануленням називається навмисне електричне з'єднання з нульовим захисним провідником металевих не струмоведучих частин, які можуть виявитися під напругою.

Занулення застосовується в трьохфазній мережі з заземленою нейтраллю напругою до 1000 В. Для АЕС це мережа 380/220 В, 50 Гц з заземленою нейтраллю надійного живлення споживачів першої групи. В такій мережі нейтраль джерела струму (генератора або трансформатора) приєднана до заземлювача за допомогою заземлюючого провідника. Такий заземлювач розміщується поблизу джерела живлення або (в окремих випадках) біля стіни будівлі, в якій він знаходиться. Для зниження загального опору заземлення нейтралі проектом передбачається повторне заземлення нульового захисного дроту. На додаток до занулення, для ліквідації небезпеки ураження електричним струмом при контакті з металевими корпусами з пошкодженою ізоляцією, передбачається автоматичне відключення пошкодженої ділянки у випадку замикання фази на занулені металеві не струмоведучі частини.

### *Пожежна безпека*

Пожежна безпека - це стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення і розвитку пожежі, а також забезпечується захист матеріальних цінностей.

До факторів які становлять пожежну небезпеку на блоці з ВВЕР-1000 відносяться:

- електропроводка і електроустаткування;
- малярне господарство;
- систему охолодження електрогенератора (охолодження воднем);
- дизельгенераторну;
- ацителен-кисневу підстанцію.

А також інші об'єкти на яких присутні: горючі речовини, окисник, джерело вогню.

На блоці з ВВЕР-1000 для технологічних і інших потреб використовується велика кількість горючих газів і рідин. Показники вогне- і вибухонебезпечності таких речовин наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Показники вогне- і вибухонебезпечності речовин

Речовина	Група горючості	Температура, °С		Межі займання			
		спалах.	само-займання	температурний, °С		об'ємний, %	
				нижній	верхній	нижній	верхній
аміак	ГГ		650			15	28
ацетилен	ВВ		335			2	81
водень	ГГ		510			4	75
гідразин	ВВ		132			4.7	100
ацетон	ЛСР	-18	465	-20	6	2.2	13
бензин	ЛСР	-39	255	-39	-8	0,76	5,03
метиловий спирт	ЛСР	8	464	7	39	6	34,7
диз. паливо	ЛСР	48	240	69	119		

На основі властивостей матеріалів і речовин, що застосовуються на виробництві, з врахуванням їх кількості, розмірів виробничих приміщень і особливостей технічного процесу, визначають категорію приміщень по вибухо і пожежній небезпеці, а також клас зон приміщень і зовнішніх установок. Категорія і класи приміщень АЕС представлені в таблиці 3.2. Ступінь вогнестійкості приміщень по СНіП2.01.02.-85.



Таблиця 3.2 - Категорії по пожежонебезпеці будинків і приміщень АЕС

Будинки і приміщення	Категорія приміщення	Мінімальний ступінь вогнестійкості	Клас по вибухо- і вогненебезпеці згідно ПУЕ
Приміщення головного і блочного щита керування	Д	II	-
Тунелі, шахти, колектори, живильні пункти	В	II	II- IIa
Трансформаторні камери з масло наповненими трансформаторами	В	II	II- I
Насосні циркуляційного і протипожежного водопостачання	Д	II	-
Теплофікаційні колектори і тунелі	Д	II	-

### 3.2 Технічні рішення по запобіганню електротравм

На АЕС, для недопущення контакту з струмоведучими частинами обладнання забезпечують їх ізоляцію (кабелі прокладені в спеціальних жолобах, клемні коробки закриті). Також застосовують знижені напруги (мережа переносного освітлення оснащена спеціальними розетками - 12В.) В центральному залі, в при реакторних приміщеннях під час ремонту устаткування з метою забезпечення електробезпеки обслуговуючого і ремонтного персоналу використовують електроінструменти і електроосвітлення напругою менш 42В. Увесь персонал, що обслуговує електроустановки, забезпечений індивідуальними засобами захисту: гумові рукавички, гумові галоші, килимки і ізольований інструмент. Корпуса електроустановок ізолювані від струмоведучих частин і заземлені.

### 3.3 Технічні рішення системи запобігання пожеж

Пожежу можна не допустити або запобіганням утворення горючого середовища, або запобіганням утворення в горючому середовищі (або внесення в нього) джерела запалювання. Горюче середовище утворює горюча речовина і окисник.

Запобігання утворення горючого середовища на АЕС забезпечується за рахунок:

- використанням в системах змащування і регулювання турбоагрегатів і головних циркуляційних насосів важкогорючих рідин;
- в маслооходжуючих трансформаторах, за рахунок інтенсифікації теплообміну, зменшенням об'єму використовуваного масла;
- масло системи обладнані трубопроводами аварійного дренажу масла (діаметр зливальних трубопроводів забезпечує злив масла в аварійну ємкість за 15 хв.);
- масломазутопроводи виконані з безшовних труб з мінімальною кількістю швів і фланцевих з'єднань. Фланцеві з'єднання використані типу “шип-паз”, “виступ-западина”.
- підтриманням концентрації горючих газів нижче границь їх займання шляхом вентиляції виробничих приміщень. Для герметичної зони встановлена витяжна вентиляційна система герметичних приміщень.

Для організованого відводу тепла і допалювання водню, що утворюється в теплоносії першого контуру, призначена система допалювання водню, яка представляє собою сукупність трьох з'єднаних послідовно підсистем:

- підсистема подачі пари деаератора підживлення першого контуру до установки спалювання водню;
- власне установка спалювання водню, що включає в себе електродвигун ОКБ-1539 і контактний апарат (каталізатор і електронагрівник ОКБ-1586) для спалювання водню;

- підсистема подачі невибухонебезпечної парогазової суміші в систему спецгазоочистки.
- Для недопущення утворення в горючому середовищі джерел запалювання виконано наступне:
  - склади дизельного палива, виносні резервуари водопроводу, маслогосподарства, масловмісні трансформатори забезпечені пристроями блискавковідводу;
  - мастилопроводи прокладаються на відстані від гарячих джерел, або відгороджуються від них спеціальними коробами, виготовленими з листової сталі.

### 3.4 Технічні рішення системи протипожежного захисту

Технічні рішення цієї системи спрямовані на обмеження розповсюдження пожежі, захист людей і матеріальних цінностей від впливу шкідливих і небезпечних факторів пожежі, на створення умов для ліквідації пожежі.

На енергоблоці з реактором ВВЕР-1000 на шляху евакуації з зони строго режиму використовують лише негорючі і важкозаймісті матеріали. Канали безпеки розташовані в приміщеннях I-го ступеня вогнестійкості. Баки аварійного зливу масла з турбогенераторів і інших ємкостей знаходяться поза головним корпусом. Злив масла здійснюється за 15 хвилин. З метою неконтрольованого розтікання масла в аварійних ситуаціях прорізи машинного відділення мають бортики висотою не менш 10 см. Під маслобаками передбачені піддони з відводом масла в маслозбірник з автоматизованою відкачкою масла з останнього. Для генераторів передбачена подача азоту для витиснення водню. Керування подачею і витисненням водню автоматизовано і має ручне керування по місцю. Також присутнє розведення для подачі азоту в маслобак і ущільнення турбіни з метою витиснення масла. Шахти

технологічних трубопроводів розділені поповерхово перемичками з межею вогнестійкості більше 1,5 годин.

В проекті АЕС передбачений окремий протипожежний водопровід високого тиску. Пожежні насоси розміщуються в 2-х насосних станціях. Вода підводиться двома незалежними водопроводами. Матеріал трубопроводів – неоцинкована сталь. Внутрішній пожежний водопровід знаходиться в машинному відділенні, в обстройці, у спецкорпусі, РДЕС, компенсаторній.

Від кільцевого трубопроводу машзала приєднані патрубки з ручними засувками через зовнішні стіни для підключення засобів пожежної техніки. При пожежі в маслогосподарстві турбоагрегату застосовують розпилену воду.

Електроживлення автоматичних установок пожежогасіння, насосів, аварійного і евакуаційного освітлення забезпечено по І-категорії. Засоби пожежної сигналізації харчуються по І-категорії і від акумуляторних батарей.

Машзал укомплектований також первинними засобами пожежогасіння.

Автоматичні установки виявлення і гасіння пожеж встановлюються у всіх приміщеннях з електронною або електричною апаратурою, а також РДЕС.

Для стаціонарних установок пожежогасіння застосовують:

- розпилену воду (кабельні споруди, силові трансформатори);
- повітряно-механічну завісу (резервуари).

В системах пожежної автоматики застосовують димові, теплові і комбіновані гучномовці.

В головному корпусі передбачені світлова і звукова пожежні сигналізації і трансляції мовних повідомлень.

### 3.5 Розрахунок інтенсивності теплового випромінювання

Розрахуємо інтенсивність теплового випромінювання з поверхні підігрівача низького тиску.

Вихідні дані:

Довжина корпусу ПНТ  $L = 10,2$  м;

Діаметр  $D=2,9\text{м}$ ;

Температура  $T = 403\text{ К}$ .

Розрахуємо площу, що випромінює тепло,  $\text{м}^2$

$$F = L \cdot D = 10,2 \cdot 2,9 = 29,58 .$$

$$\sqrt{F} = 5,44.$$

Оскільки  $1 < \sqrt{F}$ , то інтенсивність випромінювання розрахуємо за формулою

$$E_0 = 0,91 \cdot \sqrt{F} \cdot \frac{\left(\frac{T}{100}\right)^4 - A}{l},$$

де  $F$  - площа випромінюючої поверхні,  $\text{м}^2$ ;

$T$  - термодинамічна температура випромінюючої поверхні,  $\text{К}$ ;

$A$  – коефіцієнт для шкіри людини та х/б тканини ( $A = 85\text{К}^4$ );

$l$  - відстань від випромінювача до робочого місця,  $\text{м}$  ( $l= 1$ ).

Допустима інтенсивність опромінення,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$

$$E_0 = 0,91 \cdot 5,44 \cdot \frac{\left(\frac{403}{100}\right)^4 - 85}{1} = 885.$$

Допустима інтенсивність опромінення  $E_0 = 350\text{ Вт/м}^2$ . Тобто інтенсивність опромінення перевищує допустиму у 2,5 раз.

Для запобігання надмірного опромінення людини, тобто недопущення перегріву її тіла, персонал який безпосередньо обслуговує даний ПНТ повинен обов'язково забезпечуватись засобами індивідуального захисту.

Проведемо аналогічний розрахунок при умові наявності спецодягу з вовни. Для вовни  $A=105\text{К}^4$ , тоді допустима інтенсивність опромінення,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$

$$E_0 = 0,91 \cdot 5,44 \cdot \frac{\left(\frac{403}{100}\right)^4 - 105}{1} = 786.$$

Такі умови теж є незадовільними і мають бути передбачені заходи щодо захисту працюючих від можливого перегріву.

Найпоширенішими заходами від можливого перегріву є дистанційне керування ходом технологічного процесу; повітряне або водо-повітряне душирування робочих місць; обладнання спеціальних кімнат, кабін або робочих місць для короткочасного відпочинку з подачею в них кондиціонованого повітря; використання захисних екранів, водяних і повітряних завіс; застосування засобів індивідуального захисту, спецодягу, спецвзуття та ін.

Одним з найбільш поширених способів боротьби з тепловим випромінюванням є екранування випромінюючих поверхонь.

Для захисту персоналу який безпосередньо обслуговує ПНТ, найдоцільніше використати душирування робочого місця, оскільки дане робоче місце не є постійним. Установки, що подають охолоджене повітря в робочу зону, включають лише при тимчасовій роботі персоналу.

### 3.6 Радіаційна безпека

Ядерна енергія є однією з найбільш потенційно небезпечних видів енергії. Саме цим викликана особлива увага, що приділяється вирішенню питання забезпечення безпеки під час виникнення аварійних ситуацій на об'єктах атомної енергетики. До потенційно небезпечних радіаційних об'єктів відносяться усі ядерні енергетичні установки, об'єкти, на яких зберігаються, переробляються, використовуються або транспортуються радіоактивні речовини, і під час аварії на яких може відбутись опромінення іонізуючим

випромінювання людей і радіоактивне забруднення навколишнього середовища.

Джерелом енергії, яка вивільняється в ядерному реакторі, є процеси, що протікають в його активній зоні і які відбуваються при взаємодії ядер з частинками або фотонами. Ці процеси можна умовно розділити на розсіювання і ядерні реакції в обох випадках, як результат, може з'являтися іонізуюче випромінювання. Джерелом іонізуючого випромінювання називають об'єкт, що містить радіоактивний матеріал, що випускає або здатний (за певних умов) випускати іонізуюче випромінювання.

Незалежно від типу реактора, що встановлений на енергоблоці атомної станції, використовуваної технологічної схеми і інших особливостей станції основними джерелами іонізуючого випромінювання є: активна зона реактора, технологічний контур і фізичний захист реактора.

Іонізуюче випромінювання - потік заряджених або нейтральних частинок і квантів електромагнітного випромінювання, проходження яких через речовину приводить до іонізації і збудження атомів або молекул середовища.

Усі іонізуючі випромінювання за своєю природою поділяються на фотонні і корпускулярні. До фотонного іонізуючого випромінювання відносяться гамма- випромінювання, яке виникає при зміні енергетичного стану атомних ядер або анігіляції частинок; гальмівне випромінювання, яке виникає при зменшенні кінетичної енергії заряджених частинок; характеристичне випромінювання з дискретним енергетичним спектром, яке виникає при зміні енергетичного стану електронів атома і рентгенівське випромінювання, що складається з гальмівного і/або характеристичного випромінювань.

До корпускулярного іонізуючого випромінювання відносять альфа-випромінювання, електронне, протонне, нейтронне і мезонне випромінювання. Корпускулярне випромінювання, що складається з потоку заряджених частинок (альфа-, бета-часток, протонів, електронів), кінетична енергія яких достатня для іонізації атомів при зіткненні, відноситься до класу безпосередньо іонізуючого

випромінювання. Нейтрони і інші елементарні частинки безпосередньо не викликають іонізацію, але в процесі взаємодії з середовищем вивільняють заряджені частинки (електрони, протони), які здатні іонізувати атоми і молекули середовища, через яке проходять. Відповідно, корпускулярне випромінювання, що складається з потоку незаряджених частинок, називають побічно іонізуючим випромінюванням.

Під час розсіяння нейтронів (основних активних частинок) склад ядер не змінюється, однак вони можуть не лише змінювати напрям руху, але і переходити у збуджений стан. Такий збуджений стан приводять до випускання фотонів. Під час ядерних реакцій в ядро потрапляє одна частинка, а вилітає інша або декілька інших частинок, і початкове ядро зазнає перетворень з утворенням нового або декількох нових ядер.

При роботі реактора на потужності його активна зона є джерелом нейтронів і  $\gamma$ -випромінювання. Інші види випромінювання, що утворюються в активній зоні, не виходять за її межі, і їх можна не брати до уваги. Активна зона зупиненого реактора в основному є джерелом тільки  $\gamma$ -випромінювання.

Джерела нейтронів в активній зоні працюючого реактора можна розділити на чотири види:

1. Миттєві нейтрони, які супроводжують процес поділу ядер.

2. Запізнілі нейтрони, які випускаються сильно збудженими ядрами під час  $\beta$ -радіоактивного розпаду уламків поділу. Таких нейтронів небагато, усього при діленні різних ядер їх утворюється від 0,002 до 0,007 нейтронів на один поділ, а періоди напіврозпаду продуктів поділу, що випускають їх, лежать в межах від 0,18 до 54,5 с.

3. Нейтрони активації, утворюються під час радіоактивного розпаду продуктів ядерних реакцій, що протікають в активній зоні. Активація це утворення радіоактивного ядра в результаті ядерної реакції. Наприклад, стабільний ізотоп  $^{17}\text{O}$ , вміст якого в природній суміші становить 0,037%, в результаті (n,p)-реакції перетворюється на  $^{17}\text{N}$ . При  $\beta$ -розпаді  $^{17}\text{N}$  з періодом



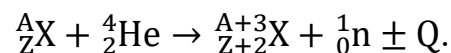
напіврозпаду 4,2 с утворюється сильно збуджене ядро  $^{17}\text{O}$ , яке в результаті ядерного перетворення випускає нейтрон.

4. Фотонейтрони утворюються при  $(\gamma, n)$ -реакціях. Разом з основним ізотопом водню  $^1\text{H}$  у воді міститься ще його один стабільний ізотоп - дейтерій  $^2\text{H}$ , енергія зв'язку протона і нейтрона в якого 2,25МеВ. Фотонів, які здатні розщепити ядро дейтерію в активній зоні, досить багато, і, не дивлячись на те, що в природній суміші ізотопів дейтерію усього 0,0148%, реакція все-таки помітна.

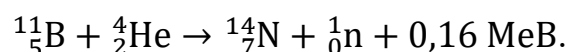
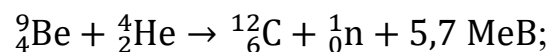
Коли реактор зупинений, теплові нейтрони, що викликають поділ нуклідів ядерного пального, практично не з'являються, і перше джерело (миттєві нейтрони) зникає. Запізнілі нейтрони і нейтрони активації зникають через деякий час. Фотонейтрони залишаються основним джерелом нейтронів в активній зоні, однак помітними стають і інші джерела нейтронів. Одним з таких джерел є спонтанний поділ  $^{238}\text{U}$ . Накопичені в паливі  $^{238}\text{Pu}$ ,  $^{240}\text{Pu}$ ,  $^{242}\text{Pu}$ , а також деякі ізотопи кюрію і каліфорнію також є джерелами нейтронів спонтанного поділу. Крім того, в паливі накопичується багато актиноїдів, які є  $\alpha$ -випромінювачами, і, оскільки, ці випромінювачі оточені атомами кисню (початкове паливо - двоокис урану) виникає велика ймовірність  $(\alpha, n)$ -реакції на кисні.

Ядерні реакції з виходом нейтронів відбуваються за наступними схемами:

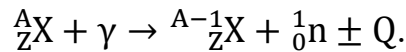
$(\alpha, n)$ -реакція



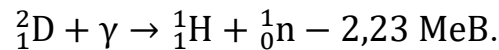
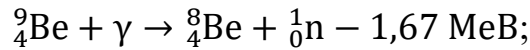
Наприклад:



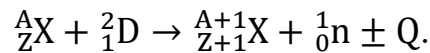
( $\gamma$ ,n)-реакція



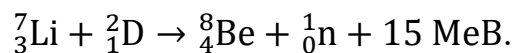
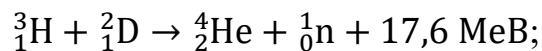
Наприклад:



(D,n)-реакція



наприклад:



В залежності від енергії нейтрони можна умовно розділити на наступні групи:

1. Ультрахолодні нейтрони-нейтрони з енергією менш  $10^{-7}$  eВ.

2. Холодні нейтрони - нейтрони з енергією менше  $5 \cdot 10^{-3}$  eВ.

Ультрахолодні і холодні нейтрони відрізняються аномально великою проникаючою здатністю при проходженні через полікристалічні речовини.

3. Теплові нейтрони знаходяться в термодинамічній рівновазі з атомами навколишнього середовища, які їх розсіюють і через які вони дифундують. Їхня енергія 0,025-0,1eВ.

4. Надтеплові нейтрони мають енергію від 0,1 eВ до 0,5KeВ.

Надтеплові нейтрони не знаходяться в тепловій рівновазі із середовищем, через яке вони дифундують, і, отже, не підпорядковуються

максвелловському розподілу. При проходженні надтеплових нейтронів через поглинаючі і розсіюючі середовища перетин взаємодії описується законом  $1/v$ . При даних значеннях енергії нейтронів виникають реакції радіаційного захоплення.

5. Нейтрони проміжних енергій від 0,5KeV до 0,2 MeV. Для нейтронів цих енергій найбільш типовий процес взаємодії з речовин-пружне розсіювання.

6. Швидкі нейтрони з енергією від 0,2 до 20 MeV. Характеризуються як пружним, так і непружним розсіюванням і виникненням граничних ядерних реакцій.

7. Надшвидкі нейтрони мають енергію вище 20 MeV. Вони відрізняються ядерними реакціями з вильотом великого числа частинок.

При енергії нейтронів вище 300 MeV спостерігається слабка взаємодія нейтронів з ядром (прозорість ядер для надшвидких нейтронів) і поява реакції «сколювання» в результаті якої ядро-мішень випускає кілька осколків.

В активній зоні працюючого реактора джерел  $\gamma$ -випромінювання є набагато більше, ніж джерел нейтронів. До основних  $\gamma$ -випромінювання відносять:

1. Миттєве  $\gamma$ -випромінювання, яке супроводжує процес поділ ядер (на його долю припадає від 7 до 8 MeV енергії, що виділяється при одному поділі).

2. Захоплююче  $\gamma$ -випромінювання, яке характеризує захоплення теплових нейтронів ( $\gamma, n$ ), які не викликали поділ (на один акт захоплення виділяється енергія, що приблизно рівна енергії зв'язку, яка припадає на один нуклон в ядрі, а це 7-8MeV).

3. Запізніле  $\gamma$ -випромінювання короткоживучих продуктів ділення яке випускається в перші 10 хв після поділу (на його долю припадає близько 5,5 MeV, а інтенсивність через 10 хв зменшується майже вдвічі).

4. Запізніле  $\gamma$ -випромінювання довгоживучих продуктів ділення, інтенсивність цього випромінювання зменшується в 10разів за 10діб і ще в 10 разів через пів року.

5.  $\gamma$ -випромінювання, яке супроводжує непружне розсіяння нейтронів ( $n, n'$ ) на матеріалах активної зони.

6.  $\gamma$ -випромінювання, яке супроводжує  $(n, p)$ -,  $(n, \alpha)$ -,  $(n, 2n)$ -реакції.

7. Випромінювання продуктів активації, що утворюються в матеріалах активної зони, в теплоносії і його домішках, а також продуктів корозії, що переносяться теплоносієм через активну зону.

8. Випромінювання, яке супроводжує анігіляцію позитронів.

9. Гальмівне випромінювання, що утворюється під час гальмування швидких електронів в електричному полі атомних ядер активної зони.

Для працюючого реактора головними джерелами  $\gamma$ -випромінювання є перший, другий і третій. На зупиненому реакторі на перший план виходить четверте джерело, і стають помітними шосте, восьме і дев'яте.

Основним засобом захисту персоналу АЕС від випромінювання є система технічних бар'єрів захисту (бар'єрів радіаційної безпеки). Ці бар'єри утворюють інженерний комплекс глибоко ешелонованого багатоступінчатого радіаційного захисту.

Перший бар'єр радіаційної безпеки - це паливна матриця таблеток діоксиду урану, яка надійно утримує до 98 % продуктів поділу при температурах нижче 1600 °С, а потужність експозиційної дози за межами паливної таблетки (під оболонкою тепловиділяючих елементів) в 10000 разів менше потужності експозиційної дози всередині неї.

Другий бар'єр радіаційної безпеки - оболонки ТВЕЛ. Оболонка ТВЕЛ покликана перешкоджати попаданню радіоактивних продуктів поділу, не затриманих паливною матрицею, у воду першого контура. Завдяки герметичності оболонок ТВЕЛ активність води першого контура за оболонкою ТВЕЛ в 1000 разів менше активності під оболонковою (хоча і не виключена їх негерметичність, допустима частка якої за регламентом може складати менше 1 %).

Третій бар'єр радіаційної безпеки для захисту від іонізуючих випромінювань, що проникають через оболонки ТВЕЛ - екрануючий шар з

води і шари металу внутрішньокорпусних пристроїв реактора, які виступають певною фізичною перешкодою на шляху розповсюдження нейтронного випромінювання і  $\gamma$ -фотонів, що випромінюються крізь оболонку ТВЕЛ.

Четвертий бар'єр радіаційної безпеки найважливіший, незамінний в процесі експлуатації елемент - корпус реактора і межі трубопроводів циркуляції теплоносія в першому контурі.

П'ятий бар'єр радіаційної безпеки - оточуючий ядерний реактор спеціальний інженерний біологічний захист. Це один з найважливіших бар'єрів безпеки, який блокує значні нейтронні пучки і  $\gamma$ -випромінювання, що проникають крізь товстостінний корпус реактора.

### 3.7 Розрахунок товщини захисних екранів від нейтронного випромінювання

Під час виконання розрахунку захисту від нейтронного випромінювання необхідно враховувати процеси взаємодії нейтронів з речовиною середовища.

1. Захист від нейтронного випромінювання оснований на поглинанні теплових нейтронів. Швидкі нейтрони мають бути спочатку сповільнені.

2. Нейтрони з енергією понад 0,5 MeV розсіюються на ядрах поглинаючого середовища, випробуючи при цьому непружні зіткнення з виходом нейтронів меншої енергії. При цьому ядра переходять у збуджений стан і повертаючись в основний стан випускають  $\gamma$ -випромінювання і  $\beta$ -частки.

Нейтрони, з енергією до 0,5 MeV, характеризуються в основному пружним розсіюванням.

В результаті непружного розсіювання нейтрони сповільнюються до теплових і приходять в теплову рівновагу з навколишнім середовищем. Теплові нейтрони, дифундуючи в захисті, можуть або вийти за його межі, або бути поглиненими в самому захисті. При цьому виникає захоплююче  $\gamma$ -випромінювання, яке необхідно враховувати під час розрахунку захисту.

3. Під дією нейтронного опромінення багато матеріалів активуються, що

необхідно враховувати під час вибору захисту.

Ослаблення вузького моноенергетического пучка швидких нейтронів відбувається по експоненті

$$\varphi = \varphi_0 e^{-\Sigma d},$$

де  $\varphi$  - щільність потоку нейтронів за шаром речовини;  $\varphi_0$  – початкова щільність потоку нейтронів;

$\Sigma$  - лінійний коефіцієнт ослаблення пучка нейтронів в речовині (повний макроскопічний перетин взаємодії нейтронів з речовиною);

$d$  – товщина шару речовини.

Величина лінійного коефіцієнта ослаблення  $\Sigma$  визначається зі співвідношення

$$\Sigma = \delta n$$

де  $\delta$  - мікроскопічний перетин взаємодії нейтронів з ядрами речовини;

$n = \frac{\rho N_A}{M}$  - число ядер в одиниці об'єму поглинає речовини;

$\rho$  - густина речовини;

$N_A$  - число Авогадро;

$M$  - молярна маса речовини.

Для складної речовини захисту макроскопічний перетин взаємодії нейтронів з речовиною визначається з співвідношення

$$\Sigma = \sum_{i=1}^k \delta_i n_i,$$

де  $\delta_i$  - мікроскопічний перетин  $i$ -го елемента, що входить до складу складної речовини;

$n_i$  - число ядер  $i$ -го елемента в одиниці об'єму речовини;

$k$  - число елементів у складній речовині.

Повний мікроскопічний (на одне ядро) перетин взаємодії нейтронів з

ядрами є сумою перетинів усіх можливих видів взаємодії

$$\delta = \delta_s^{el} + \delta_s^{in} + \delta_c + \delta_p + \delta_a,$$

де  $\delta$  - повний мікроскопічний перетин;

$\delta_s^{el}$  - перетин пружного розсіювання;

$\delta_s^{in}$  - перетин непружного розсіювання;

$\delta_c$  - перетин радіаційного захоплення;

$\delta_p$ ,  $\delta_a$ , - перетин ядерних реакцій з утворенням протонів,  $\alpha$ -частинок,

тощо.

Таблиці нейтронних перерізів для різних елементів і речовин наведені в довідковій літературі.

Співвідношення може бути переписано у вигляді

$$\varphi = \varphi_0 e^{-d/l}.$$

Ослаблення щільності потоку нейтронів в широкому пучку може бути описане співвідношенням, де замість довжини пробігу  $l$  використовується довжина релаксації  $L$ , яка характеризує експонентну залежність ослаблення нейтронів в середовищі для широких пучків нейтронів. Довжина релаксації визначається для окремих ділянок захисту, в межах яких ослаблення нейтронів може бути описано експоненційної залежністю з постійним значенням  $L$ . В таких випадках щільність потоку нейтронів можна визначити за формулою

$$\varphi = \varphi_0 e^{-\sum_{i=1}^m \Delta d_i / L_i},$$

де  $\Delta d_i$  - товщина захисту  $i$ -ї ділянки, для якої довжину релаксації можна прийняти постійною;

$m$  - число ділянок, на які розбита товщина захисту.

Інформація про довжину релаксації для нейтронів різних енергій в різних захисних матеріалах зібрані в довідникову літературу.

Щільність потоку нейтронів на відстані  $R$  від ізотропного точкового джерела швидких нейтронів, які пройшли захисний шар товщиною  $d$ , визначається співвідношенням

$$\varphi = \frac{I_0 f e^{-d/L}}{4\pi R^2}$$

де  $I_0$  - інтенсивність нейтронів, що випускаються джерелом;

$f$  - коефіцієнт, що характеризує відхилення від експоненційної форми кривої ослаблення на близькій відстані (2-3 довжини релаксації) від джерела;

$L$  - довжина релаксації.

3.8 Розрахунок товщини захисного екрану для захисту від нейтронного джерела

Щільність потоку вузького моноенергетичного пучка швидких нейтронів ( $E_n=14$  МеВ) дорівнює  $\varphi_0=2\cdot 10^6$  нейтр./( $\text{см}^2\cdot\text{с}$ ). Якою має бути товщина захисного екрану з води, щоб послабити щільність потоку до допустимого значення?

З співвідношення  $\varphi_{\text{пд}} = \varphi_0 e^{-\Sigma d}$  одержимо  $d = \frac{\ln \frac{\varphi_0}{\varphi_{\text{пд}}}}{\Sigma_{\text{H}_2\text{O}}}$ .

З довідкових даних:  $\varphi_{\text{пд}} = 6,59$  нейтр./( $\text{см}^2\cdot\text{с}$ );  $\delta_{\text{H}}=6,9\cdot 10^{-25}$   $\text{см}^2$  (мікроскопічний перетин взаємодії нейтронів з ядрами водню);  $\delta_{\text{O}} = 1,5\cdot 10^{-24}$   $\text{см}^2$  (мікроскопічний перетин взаємодії нейтронів з ядрами кисню);

Макроскопічний перетин взаємодії нейтронів з речовиною



$$\begin{aligned}\Sigma_{\text{H}_2\text{O}} &= \delta_{\text{H}}\delta_{\text{H}} + \delta_{\text{O}}\delta_{\text{O}} \\ &= \frac{6,9 \cdot 10^{-25} \cdot 2 \cdot 1 \cdot 6,023 \cdot 10^{23}}{18} + \frac{1,5 \cdot 10^{-24} \cdot 1 \cdot 6,023 \cdot 10^{23}}{18} \\ &= 9,6 \cdot 10^{-2}.\end{aligned}$$

Товщина екрана з води дорівнює, см

$$d = \frac{\ln \frac{2 \cdot 10^6}{6,59}}{9,6 \cdot 10^{-2}} = 126,23.$$

Визначити товщину захисту з кадмію, яка необхідна для ослаблення щільності потоку теплових нейтронів від точкового ізотропного джерела  $\varphi_0 = 1,5 \cdot 10^{12}$  нейтр./ $(\text{см}^2 \cdot \text{с})$  до гранично допустимого значення  $\varphi_{\text{пд}}$ . Дані для кадмію:  $\delta = 2,55 \cdot 10^{-21} \text{ см}^2$ ;  $\rho = 8,64 \text{ г/см}^3$ .

Необхідну товщину шару кадмію знаходимо з співвідношення

$$\varphi_{\text{пд}} = \varphi_0 e^{-\Sigma d} = \varphi_0 e^{-\delta \rho N_A d / M},$$

відповідно

$$d = \frac{M \ln \frac{\varphi_0}{\varphi_{\text{пд}}}}{\delta \rho N_A}.$$

З довідкових даних:  $\varphi_{\text{пд}} = 9,9 \cdot 10^2$  нейтр./ $(\text{см}^2 \cdot \text{с})$ ;  $M = 112 \text{ г/моль}$ .

Необхідна товщина шару кадмію дорівнює, см

$$d = \frac{112 \cdot \ln \frac{1,5 \cdot 10^{12}}{9,9 \cdot 10^2}}{2,55 \cdot 10^{-21} \cdot 8,64 \cdot 6,023 \cdot 10^{23}} = 0,18.$$

## ВИСНОВКИ

Встановлено, що значення ККД турбоустановки зростає при зниженні температури охолоджуючої води і не залежить від навантаження, При зниженні температури охолоджуючої води на вході в конденсатор і зменшенні навантаження на турбоустановку витрата свіжої пари та теплоти на турбоустановку знижуються.

До основних недоліків одноконтурних АЕС слід зарахувати, перш за все, те, що в них не завжди існує можливість забезпечення оптимального завантаження реактора паливом, оскільки теплові і ядерні властивості робочої речовини не завжди дозволяють щонайкраще здійснювати охолодження реактора, а також те, що завжди залишається підвищена небезпека радіаційного опромінювання експлуатаційного персоналу при обслуговуванні і ремонті устаткування.

Вказаний підхід може служити основою інженерної методики автоматизованого підвищення енергетичної ефективності енергоблоку АЕС, що створює передумови його практичного використання при розв'язанні задач керування режимами роботи енергоблоків АЕС.

В розділі “Охорона праці” проаналізовано наявні небезпечні і шкідливі чинники, що мають місце на АЕС і можуть впливати на обслуговуючий персонал. Наведено технічні рішення по запобіганню електротравматизму і заходи по підвищенню пожежної безпеки АЕС.

В ході роботи над розділом було розраховано інтенсивність теплового випромінювання підігрівача низького тиску і розглянуто питання захисту працівників від впливу теплового опромінення.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Офіційний сайт ЗАЕС [Електронний ресурс] / Запорізька атомна електростанція.- Режим доступу: URL: <http://www.npp.zp.ua> - Офіційний сайт ЗАЕС.
2. 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.p.135-139
3. 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.
4. Атомна енергетика [Електронний ресурс] / Южно – Українська АЕС.- Режим доступу: URL: <https://www.sunpp.mk.ua/uk/nuclear> - Офіційний сайт Южно - Українського енергокомплексу.
5. Сайт з питань ядерної безпеки, радіаційного захисту та нерозповсюдження ядерної зброї [Електронний ресурс] / UATOM. – Режим доступу: URL: <http://uatom.org/posts/29>.
6. Розпорядження Кабінету Міністрів України "Питання розміщення, проектування та будівництва заводу з виробництва ядерного палива для реакторів типу ВВЕР-1000" : від 27.06.2012 р. № 437-р. / Кабінет Міністрів України. - Офіц. вид. – Київ : Парлам. вид-во, 2012.
7. Диверсифікація постачання ядерного палива на українські АЕС [Текст] // Національна безпека і оборона. – К. : Вид-во "Український центр економічних і політичних досліджень ім. О. Разумкова.- 2009. – № 6. – С. 38-49.
8. Закон України "Про поводження з відпрацьованим ядерним паливом щодо розміщення, проектування та будівництва централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива реакторів типу ВВЕР вітчизняних атомних електростанцій": від 09.02.2012 р., № 4384-VI / Верховна Рада України.- Офіц. вид. – Київ : Парлам. вид-во, 2012.

9. Денисенко, А. 25 років після Чорнобиля: перспективи розвитку атомної енергетики в Україні [Текст] / А. Денисенко, Я. Мовчан. – Рівне : Фонд ім. Г. Бьолля в Україні, 2011. – 64 с.
10. Тарнавський, А. Б. Сучасні перспективи створення ядерно-паливного циклу в Україні [Текст] //Науковий вісник НЛТУ України. – 2013. – №. 15. – С. 133-141.
11. Бартоломей, Г. Г. Основы теории и методы расчета ядерных энергетических реакторов [Текст] : учеб. / Г. Г. Бартоломей, Г. А. Бать, В. Д. Байбаков, М.С. Алтухов. - 2-е изд., перераб . и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1989. - 512 с.
12. Вукалович, М. П. Теплофизические свойства воды и водяного пара [Текст] / М.П. Вукалович. - М.: Машиностроение, 1967. - 160 с.
13. Машкович, В. П. Защита от ионизирующих излучений [Текст] : справочник / В.П. Машкович, А.В. Кудрявцева. - 4-е изд., перераб . и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1995 - 496 с.
14. Доповідь про стан ядерної та радіаційної безпеки в Україні у 2012 році [Текст] // Держком. ядерного регулювання України. – 2012.
15. Іванов, Є.А. Радіоекологічні дослідження [Текст] / Є.А. Іванов. – Львів : Вид. центр ЛНУ ім. Івана Франка, 2004. – 149 с.
16. Щербина, В. Ядерна альтернатива [Текст] / В. Щербина // Енергетика незалежності. - 2000. - К. № 2 (4). – С. 145-152.
17. Кулиш, Е.А. Урановые руды мира: Геология, ресурсы, экономика [Текст] / Е.А. Кулиш, В.А. Михайлов: КНУ ім. Т.Г.Шевченко. – К. : КНУ, 2004. – 277 с.
18. Ядерна безпека України: стан і проблеми [Текст] // Національна безпека і оборона. – К. : Вид-во "Український центр економічних і політичних досліджень ім. О. Разумкова". – 2005. – № 6 (66). – С. 11-21.
19. Сайт з питань ядерної безпеки, радіаційного захисту та нерозповсюдження ядерної зброї [Електронний ресурс] / УАТОМ. – Режим доступу: URL: <http://uatom.org/posts/29>.

20. Пріоритетні напрями та завдання розвитку ядерної енергетики та атомної промисловості. Аналітична записка [Текст]: матеріали науково-практичної конференції, 27 жовтня 2011 р. Національний інститут стратегічних досліджень при Президентові України.

21. Marques, J.G. Evolution of nuclear fission reactors: Third generation and beyond / J.G. Marques// Energy Conservation and Management. – 2010. – Vol. 51. – Pp. 1774-1780.

22. Закон України "Про порядок прийняття рішень про розміщення, проектування, будівництво ядерних установок і об'єктів, призначених для поводження з радіоактивними відходами, які мають загальнодержавне значення": від 08.09.2005 р., № 2861-IV / Верховна Рада України.- Офіц. вид. – Київ : Парлам. вид-во, 2017.

23. Техніко-економічне обґрунтування інвестицій централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива реакторів ВВЕР АЕС України. Інформаційно-аналітичний огляд матеріалів [Текст] / Мінпаливенерго, ДНІС СКАР, НАЕК "Енергоатом". – 2007. Науковий вісник НЛТУ України. – 2013. – Вип. 23.- 153 с.

24. Закон України "Про Загальнодержавну цільову екологічну програму поводження з радіоактивними відходами": від 17.09.2008 р., № 516-VI / Верховна Рада України.- Офіц. вид. – Київ : Парлам. вид-во, 2011.

25. Розпорядження Кабінету Міністрів України "Питання розміщення, проектування та будівництва заводу з виробництва ядерного палива для реакторів типу ВВЕР-1000" : від 27.06.2012 р. № 437-р. / Кабінет Міністрів України. - Офіц. вид. – Київ : Парлам. вид-во, 2012.

26. Диверсифікація постачання ядерного палива на українські АЕС // Національна безпека і оборона. – К. : Вид-во "Український центр економічних і політичних досліджень ім. О. Разумкова, 2009. – № 6. – С. 38-49.

27. Закон України "Про поводження з відпрацьованим ядерним паливом щодо розміщення, проектування та будівництва централізованого

сховища відпрацьованого ядерного палива реакторів типу ВВЕР вітчизняних атомних електростанцій" (від 09.02.2012 р., № 4384-VI).

28. Диверсифікація постачання ядерного палива на українські АЕС [Текст] // Національна безпека і оборона. – К. : Вид-во "Український центр економічних і політичних досліджень ім. О. Разумкова.- 2009. – № 6. – С. 38-49.

29. Тарнавський, А. Б. Сучасні перспективи створення ядерно-паливного циклу в Україні [Текст] //Науковий вісник НЛТУ України. – 2013. – №. 15. – С. 133-141.

30. Бартоломей, Г.Г. Основы теории и методы расчета ядерных энергетических реакторов [Текст] : учеб. / Г.Г.Бартоломей, Г.А.Бать, В.Д.Байбаков, М.С.Алтухов. - 2-е изд., перераб . и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1989. - 512 с.

31. Вукалович, М.П. Теплофизические свойства воды и водяного пара [Текст] / М.П. Вукалович. - М.: Машиностроение, 1967. - 160 с.

32. Машкович, В.П. Защита от ионизирующих излучений [Текст] : справочник / В.П. Машкович, А.В. Кудрявцева. - 4-е изд., перераб . и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1995 - 496 с.

33. Гусев, Н.Г. Защита от ионизирующих излучений в 2-х томах [Текст]. Т. 1. Физические основы защиты от излучений: учеб. пособие / Н.Г. Гусев. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 512 с.

34. Гусев, Н.Г. Защита от ионизирующих излучений в 2-х томах [Текст]. Т. 2. Защита от излучений ядернотехнических установок: учеб. пособие / Н.Г. Гусев. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 352 с.

35. Кіров, В.С. Теплові схеми турбоустановок АЕС та їх розрахунки [Текст] : навч. посібник. / В.С. Кіров. - Одеса, 2002. - 200 с.

36. Офіційний сайт ЗАЕС [Електронний ресурс] / Запорізька атомна електростанція.- Режим доступу: URL: <http://www.npp.zp.ua> - Офіційний сайт ЗАЕС.

37. 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.

38. 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.

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. 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.

41. Бабенко, В. А. О связи между зарядовой и нейтральной константами пион-нуклонной связи в модели Юкавы [Текст] / В. А. Бабенко, Н. М. Петров // Письма в ЭЧАЯ. – 2017. – Т. 14, № 1. – С. 26–39.