

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Энергетический
Специальность: 140404 Атомные электрические станции и установки
Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
ПРОЕКТ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1000 С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЕГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ

УДК _621.311.25:621.039.566.001.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5002	ИЗВЕКОВ Владимир Витальевич		12.01.16

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры АТЭС	А.В. Воробьев	к.т.н., доцент		12.01.16

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	С.И. Сергейчик	к.т.н., доцент		12.01.16

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	А.М. Плахов	к.т.н., доцент		12.01.16

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры автоматизации технологических процессов	Е.В. Иванова	к.ф.-м.н.		13.01.16

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры АТЭС	М.А. Вагнер	-		25.01.16

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	А.С. Матвеев	к.т.н., доцент		28.01.16

Томск - 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 97 стр., 22 рис., 12 таблиц, 10 источников, 1 приложение, 6 листов графических материалов.

Перечень ключевых слов: энергоблок, мощность, повышение, АЭС, КАЭС, расчет, экономический эффект, реактор, ВВЭР.

Объектом исследования является процесс управления мощностью энергоблока.

Целью работы является научное обоснование возможностей и эффективности эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 на повышенной мощности, на примере 3 блока Калининской АЭС.

В процессе работы производились тепловой, конструкторский, поверочный, гидродинамический расчеты ПТУ, парогенератора и реакторной установки, а также оценка экономического эффекта от модернизации.

Достигнутые технико-эксплуатационные показатели: увеличение мощности энергоблока на 4%, повышение тепловой и электрической мощности ПТУ, изменение параметров теплоносителя и рабочего тела.

Модернизация может производиться на действующих ЭБ, в период планового ремонта.

Экономическая эффективность модернизации, обусловлена повышением мощности ПТУ.

В дальнейшем возможен пересмотр проекта модернизации, в целях повышения мощности на 7% и 10%.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

СПИСОК ПРИНЯТЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;

АЭС – атомная электрическая станция;

а.з. – активная зона;

ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор;

ЗЛА – зона локализации аварии;

КПД – коэффициент полезного действия;

ОД – охладитель дренажа;

ПВ – питательная вода;

ПВД – подогреватель высокого давления;

ПГ – парогенератор;

ПНД – подогреватель низкого давления;

ПП – промежуточный пароперегреватель;

ПТУ – паротурбинная установка;

РППВ –регенеративный подогрев питательной воды;

РТ – регулятор турбины;

С – сепаратор;

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		8

СВРК – система внутриреакторного контроля;

СЛА – система локализации аварии;

СУЗ –система управления и защиты реактора;

ТВС – тепловыделяющая сборка;

ТВЭЛ – тепловыделяющий элемент;

ТЦ – турбинный цех;

ХВО – химическая водоочистка;

ЭБ – энергоблок;

ЯППУ – ядерная паропроизводящая установка;

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		9

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ БАЗОВОГО ОБЪЕКТА.....	15
1.1 Расположение площадки	15
1.2 Описание технологической схемы блока №3 КАЭС	15
1.3 Реактор и внутрикорпусные устройства	18
1.4 Описание систем второго контура.....	20
2. ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ И ВОЗМОЖНОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ МОЩНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1000	24
3 РАСЧЕТ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПТУ НА НОМИНАЛЬНЫЙ РЕЖИМ.....	27
3.1. Определение параметров расчетной схемы	27
3.2. Составление сводной таблицы параметров пара и воды	35
3.3. Составление и решение уравнения материальных и тепловых балансов всех элементов схемы	38
3.4. Составление и решение уравнений материального и теплового балансов подогревателей регенеративной системы.....	39
3.4. Определение расхода пара на турбину	48
3.5. Расчет показателей тепловой экономичности.....	49
4. РАСЧЕТ КОНСТРУКЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПАРОГЕНЕРАТОРА	52
4.1. Построение t-Q диаграммы	52
4.3. Расчет коэффициентов теплоотдачи и коэффициентов теплопередачи.....	55

5. РАСЧЕТ ПГ НАСЫЩЕННОГО ПАРА НА ПОВЫШЕННЫХ ПАРАМЕТРАХ УСТАНОВКИ.....	59
5.1. Расчет изменившихся параметров давления и расхода рабочего тела, при увеличении мощности установки	60
6. ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ РЕАКТОРА ПО ОБОСНОВАНИЮ ВОЗМОЖНЫХ ПРЕДЕЛОВ ПОВЫШЕНИЯ ИХ МОЩНОСТИ.....	64
6.1. Оценка основных геометрических характеристик активной зоны	64
6.2. Определение распределения расходов через отдельные ТВС	66
6.3. Расчет теплогидравлических характеристик ТВЭЛ	67
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	74
7.1 Планирование капиталовложений в модернизацию энергоблока	74
7.2 Определение годового расхода ядерного горючего	75
7.3 Расчет годовых издержек на топливо	76
7.4 Определение издержек на заработную плату.....	77
7.5. Оценка прибыли и рентабельности АЭС.....	78
7.6. Срок окупаемости инвестиций	80
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	83
8.1 Техногенная безопасность	84
9. СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКА АЭС ВВЭР-1000	89
9.1 Схемы автоматического регулирования мощности энергоблока.....	89
9.2 Разработка функциональной схемы системы автоматического регулирования мощности энергоблока	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	99

ПРИЛОЖЕНИЕ А 100

ГРАФИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ:

ФЮРА.311000.002 Т6 Технологическая схема энергоблока ВВЭР-1000;

ФЮРА.311115.003 ТЗ Тепловая схема энергоустановки К-1000-60/3000;

ФЮРА.693100.004 СБ Реактор ВВЭР-1000;

ФЮРА.693420.005 СБ Парогенератор ПГВ-1000М;

ФЮРА.693420.006 ГЗ Гидравлическая схема обвязки парогенератора ПГВ-1000М;

ФЮРА.421000.007 С2 Система автоматического регулирования мощности энергоблока АЭС с ВВЭР-1000.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Атомная энергетика стоит на данный момент в авангарде электроэнергетики России. Программа ввода АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами (ВВЭР) мощностью 1000 и 1200 МВт создаст возможность в ближайшем будущем существенно поднять долю выработки на АЭС по стране.

Согласно концепции развития Концерна «Росэнергоатом», в рамках доклада «Обеспечения безопасности и повышения эффективности атомной энергетики России», заложены основные направления. Среди указанных направлений развития, особое место занимает план перевода энергоблоков ВВЭР-1000 на работу с повышенной мощностью $104\% N_{\text{ном}}$.

Одной из возможностей увеличения выработки электроэнергии на блоках АЭС с реакторами ВВЭР-1000 является повышение тепловой мощности РУ за счёт инженерных запасов оборудования с учётом фактических характеристик, полученных в результате его изготовления и зафиксированных в процессе эксплуатации. Начиная с 2004 г. ОАО «Концерн Росэнергоатом» ведёт работы по повышению мощности действующих энергоблоков с ВВЭР сверх номинальной.

Госкорпорацией «Росатом» утверждена программа по увеличению выработки электроэнергии на действующих энергоблоках АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» на 2011–2016 годы, в которой определены шаги реализации задач повышения безопасности и увеличения производства электроэнергии на действующих блоках АС. Одним из основных этапов повышения выработки электроэнергии является повышение тепловой мощности энергоблоков ВВЭР-1000 до $104\% N_{\text{ном}}$.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		13

Из десяти энергоблоков ВВЭР-1000 уже девять переведены на повышенный уровень мощности 104% $N_{ном}$. Из них 7 находятся в опытно - промышленной и 2 в промышленной эксплуатации.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		14

1. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ БАЗОВОГО ОБЪЕКТА

1.1 Расположение площадки

Площадка Калининской АЭС находится на северо-западе Тверской области, в Удомельском районе и расположена в 3 км от г. Удомля и ж/д станции Удомля Октябрьской железной дороги. Площадка примыкает к южному берегу оз. Удомля, оно соединено протокой с оз. Песьво. В 3 км южнее площадки проходит ж/д магистраль Бологое–Сонково. Крупные ближайшие населенные пункты находятся от АЭС в 44 км (Вышний Волочек – до 100 тыс. человек), 48 км (Максатиха – до 50 тыс.) и 57 км (Бологое– от 10 до 50 тыс.). Жилой поселок АЭС примыкает к южной застройке г. Удомля и связан с промплощадкой автодорогой с твердым покрытием. В санитарно-защитной зоне АЭС населенных пунктов нет. В 30-км зоне средняя численность жителей в сельском населенном пункте не превышает 50 человек.[1]

1.2 Описание технологической схемы блока №3 КАЭС

Энергоблок № 3 является первым блоком II очереди строительства Калининской АЭС электрической мощностью 1000 МВт с реакторной установкой В-320. Проект энергоблока № 3 Калининской АЭС утвержден в 1985 г.

Проект энергоблока выполнен по моноблочной схеме и включает в себя реакторную установку и одну турбоустановку. Тепловая схема блока двухконтурная. Водо-водяной энергетический реактор ВВЭР-1000 является гетерогенным ядерным реактором корпусного типа на тепловых нейтронах. В проекте для реактора энергоблока № 3 Калининской АЭС использована серийная активная зона проекта В-320 на базе без кожуховых ТВС шестигранного профиля с размером "под ключ" 234 мм, расположенных в

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

активной зоне по правильной треугольной решетке с шагом 236 мм. Реакторная установка В-320 находится в составе первого контура серийного энергоблока и предназначена для выработки сухого насыщенного пара для турбогенераторной установки.

Реакторная установка включает в себя:

- реактор;
- четыре циркуляционные петли, в каждой установлен парогенератор типа ПГВ-1000М, главный циркуляционный насос типа ГЦН-195М, главный циркуляционный трубопровод Ду 850;
- систему компенсации объема: компенсатор давления и барботер;
- четыре гидроемкости САОЗ.

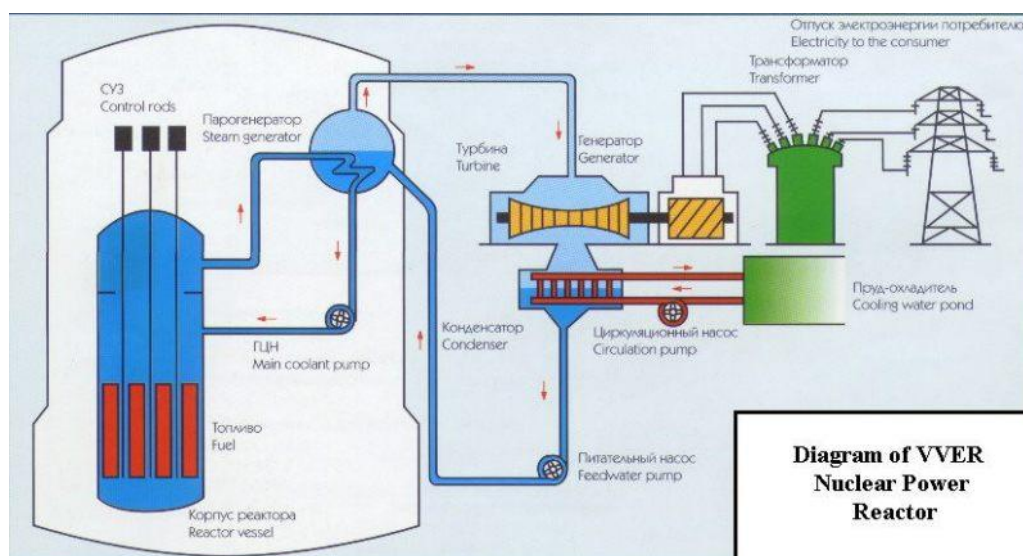


Рисунок 1.1 - Принципиальная схема работы реакторной установки [1]

В ВВЭР-1000 в качестве топлива используется обогащенная двуокись урана, замедлителем и теплоносителем служит хим. обессоленная вода. Энергия ядерного топлива в активной зоне реактора используется для подогрева теплоносителя, циркулирующего по четырем замкнутым контурам.

В парогенераторах тепло передается воде второго контура, нагревая ее до образования сухого насыщенного пара, поступающего на турбину.

Система компенсации давления поддерживает в ГЦК давление в номинальных параметрах.

Гидроемкости САОЗ служат для обеспечения безопасной эксплуатации АЭС. Первый контур радиоактивный.

Второй контур состоит из:

- одной турбоустановки проекта "Ленинградского Металлического Завода", типа К-1000-60/3000;
- систем паропроводов и питательных трубопроводов, деаэраторов;
- систем регенеративного подогрева питательной воды высокого и низкого давления;
- конденсационных установок;
- вспомогательных систем, в том числе системы циркуляционного водоснабжения.

Второй контур - нерадиоактивен. Для предотвращения аварий и снижения их последствий имеются системы безопасности: защитные, локализирующие, обеспечивающие и управляющие. В случае выхода радиоактивных продуктов за пределы первого контура их локализация осуществляется в объеме зоны локализации аварий (ЗЛА) с помощью системы локализации аварий (СЛА), в состав которых входит система герметичных помещений и спринклерная система. [2]

1.3 Реактор и внутрикорпусные устройства

Ядерный реактор ВВЭР-1000.

Представляет собой цилиндрический вертикальный сосуд высокого давления, выполненный из углеродистой стали с внутрикорпусной наплавкой из нержавеющей стали. Теплоносителем и замедлителем в реакторе является обессоленная вода с борной кислотой. В состав реактора входит следующее оборудование:

- корпус;
- внутрикорпусные устройства;
- верхний блок;
- привод ШЭМ (шаговый электромагнитный привод СУЗ);
- сборка канала нейтронного измерения;
- блок электрических разводов;
- активная зона.

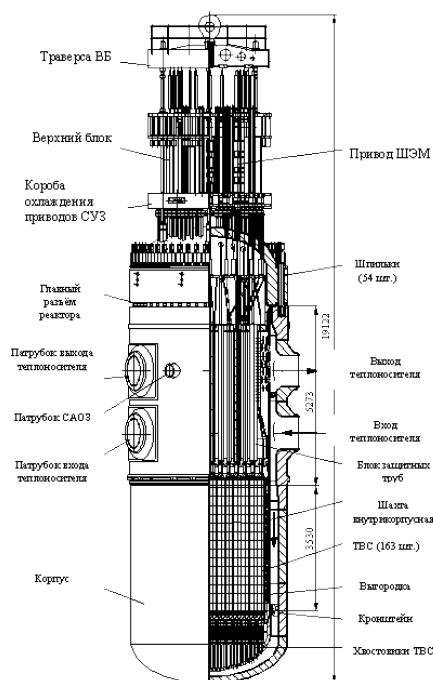


Рисунок 1.2 - Реактор установки ВВЭР- 1000 [1]

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ФЮРА 693100.001.ПЗ

Лист

18

Регулирование мощности реактора и гашение реакции деления производится двумя системами воздействия на реактивность, основанными на разных принципах:

- Системой механического перемещения регулирующих стержней в активной зоне (система управления и защиты).

С помощью этой системы производятся быстрые изменения реактивности при работе на мощности и останов реактора при нормальных условиях эксплуатации и авариях. Конструкция реактора обеспечивает ввод механических органов СУЗ в активную зону под действием их собственного веса при срабатывании аварийной защиты и обесточивании приводов СУЗ при всех проектных авариях. Эффективность механических органов СУЗ (выполняющих функцию АЗ) достаточна для компенсации эффектов реактивности, связанных с изменением мощности от 100% до нуля, и обеспечения начальной подкритичности 0,01.

- Системой изменения концентрации борной кислоты в теплоносителе.

С помощью этой системы производятся медленные изменения реактивности, при регулировании мощности и поддержание реактора в подкритическом состоянии при его останове и последующем расхолаживании.

Оборудование реактора обеспечивает его работоспособность при нормальных условиях эксплуатации и при нарушении нормальных условий эксплуатации.

1.4 Описание систем второго контура

Парогенератор.

Представляет собой горизонтальный теплообменный аппарат с погруженной теплообменной поверхностью. Корпус ПГ рассчитан на проектное давление второго контура, равное 7,84 МПа. Внутри корпуса парогенератора содержатся два вертикальных коллектора, в которые заделаны концы теплообменных труб. Коллектор в нижней части приварен к корпусу ПГ, а верхняя часть коллектора располагается в патрубке корпуса. Материал коллектора - сталь 10ГН2МФА. Материал теплообменных труб - аустенитная сталь 08Х18Н10Т. Теплообменные трубы, согнутые в U-образные горизонтальные змеевики, скомпонованы в трубный пучок.

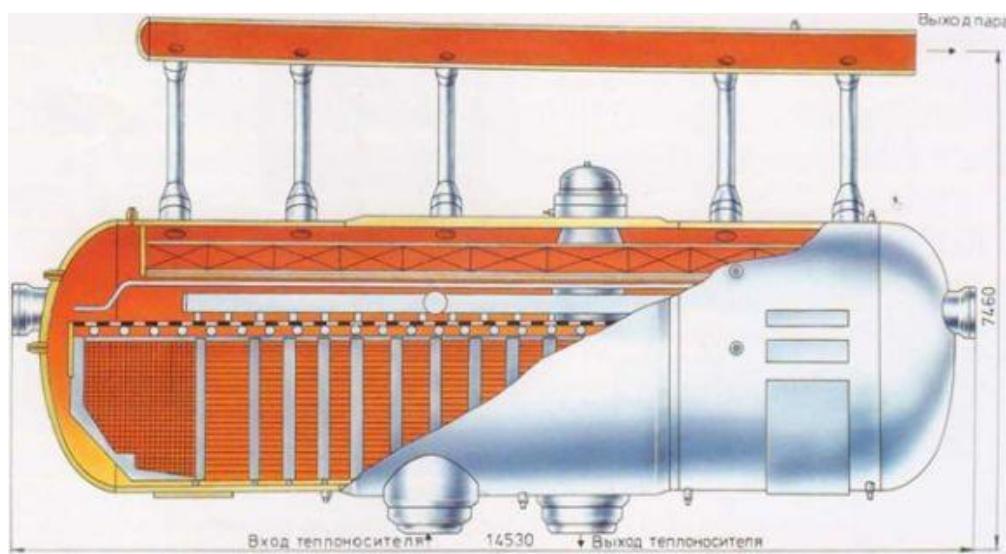


Рисунок 1.3 - Парогенератор ПГВ -1000М [1]

Расположение труб в пучке шахматное, с шагами по высоте пучка 19 мм, по ширине - 23 мм. Концы теплообменных труб закреплены в стенках коллекторов сваркой и вальцовкой. Сепарационные устройства состоят из пакетов жалюзи волнистой формы и расположенных за пакетами пароприемных дырчатых листов. Устройство выравнивания паровой нагрузки состоит из дырчатых листов, расположенных под уровнем котловой воды.

На корпусе ПГ предусмотрены штуцеры, к которым присоединятся трубопроводы непрерывной и периодической продувки, через которые часть воды удаляется из контура на очистку. Нагретый в реакторе теплоноситель поступает во входной коллектор, распределяется по трубкам и, пройдя через них, отдает свое тепло воде, находящейся в межтрубном пространстве. Образующийся при нагреве питательной воды насыщенный пар, проходя из парового пространства ПГ через жалюзийный сепаратор, подвергается сушке и затем через патрубки поступает в паровой коллектор. Пароприемный жалюзийный сепаратор на парогенераторах блока №3 заменен на пароприемный потолочный дырчатый лист.

Турбина.

Паровая турбина типа К-1000-60/3000, конденсационная без регулируемых отборов пара, с промежуточной сепарацией и паровым перегревом пара, рассчитана на параметры:

Технические данные турбины К-1000-60/3000.

- давление свежего пара - 5,89 МПа (60 кгс/см^2), $272,4^\circ\text{C}$ при влажности 0,5%;
- расход охлаждающей воды - 170 тыс. $\text{м}^3 / \text{ч}$ при температуре 211°C ;
- рабочее абсолютное давление в конденсаторе -0,00431/ 0,00554 МПа ($0,0439 / 0,0565 \text{ кгс/ см}^2$);
- проектная мощность турбины без дополнительных отборов сверх регенерации-1012 МВт;
- удельный расход тепла при мощности 1012 МВт составляет 2500 ккал/кВт, ч.

Турбина предназначена для непосредственного соединения с генератором переменного тока типа ТВВ-1000-2 мощностью 1000 тыс. кВт,

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

напряжением на клеммах 24 кВ, производства ЛПЭО «Электросила». Срок службы – 30 лет.

Поступив в двухпоточный ЦВД, пар расширяется до давления 0,54 МПа и влажности 15% . В каждом потоке ЦВД расположено по пять ступеней, причем первые две ступени - во внутреннем цилиндре, остальные в обоймах. За 2-й, 3-й, 4-й ступенями отбирается пар на регенеративный подогрев питательной воды (на ПВД и деаэратор).

Отбор пара выполнен также за ЦВД (на ПНД-5) Для обеспечения малых скоростей и тем самым для уменьшения эрозионного износа отвод пара из каждого потока ЦВД осуществляется по четырем патрубкам. В турбоустановке использовано четыре СПП, установленных по два с каждой стороны турбины по одному на каждый трубопровод отработавшего в ЦВД пара. В СПП сначала сепарируется влага, а затем происходит одноступенчатый перегрев свежим паром до температуры 252 °С при давлении 0,51 МПа.

Для повышения эффективности работы СПП внутри перепускных трубопроводов от ЦВД к СПП (Ду 1600), установлены пленочные сепараторы влаги, в которых происходит предварительная сепарация отработавшего в ЦВД пара. Сброс сепарата с пленочных сепараторов осуществляется через гидрозатвор в сепаратосборник СПП. Пройдя СПП, пар через четыре блока клапанов направляется по восьми трубам к ЦНД.

Каждый из конденсаторов присоединен сваркой к своему ЦНД и установлен на пружинные опоры. Охлаждающая вода проходит последовательно через группу конденсаторов, и таким образом реализуется ступенчатая конденсация пара, при которой в конденсаторе с “холодной” водой давление при температуре охлаждающей воды 20 °С составляет 4,3 кПа, а в конденсаторе с нагретой охлаждающей водой – 5,5 кПа.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 1.1 - Параметры точек отборов и расходов пара в отборы при номинальных параметрах

№ Отбора	Назначение отбора	Параметры пара в камере отбора		Место отбора
		Давление Мпа.	Температура ° С /Влажность %	
-	СПП	5,89	274/0,6	Из тр-да свежего пара
1	ПВД №7	2,29	219/8,0	За 2-й ступенью ЦВД
2	ПВД №6	1,41	196/10,7	За 3-й ступенью ЦВД
3	Деаэратор	0,924	172,2/12,1	За 4-й ступенью ЦВД
-	ПНД №5	0,54	155/15	За ЦВД
-	Турбопривод	0,51	250	За СПП
4	ПНД №4	0,25	184	За 1-й ступенью ЦНД №1
5	ПНД №3	0,125	123	За 2-й ступенью ЦНД №1
6	НПД №2	0,0629	87/1,6	За 3-й ступенью ЦНД №3 и №4
7	ПНД №1	0,0253	65/4,9	За 4-й ступенью каждого ЦНД

2. ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ И ВОЗМОЖНОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ МОЩНОСТИ ЭНЕРГБЛОКА ВВЭР-1000

Наравне с наращиванием новых мощностей на АЭС, в условиях инвестиционных трудностей в атомно-энергетической отрасли, весьма важным становится также более эффективное использование и развитие существующих мощностей выше установленного значения. Как известно, за рубежом и в России разработаны и в последнее время широко внедряются различные способы и пути повышения эффективности, надежности, безопасности энергоблоков АЭС с корпусными водоводяными реакторами (PWR) и ВВЭР средней и повышенной мощности.

Сегодня приемлемыми можно признать только такие пути повышения мощности и эффективности, которые, во-первых, не снижают надежность и безопасность по всем регламентируемым показателям и это может быть доказательно обосновано, во-вторых, которые при обязательном выполнении первого условия характеризуются наибольшей экономичностью при их реализации.

К таким приоритетным способам повышения энерговыработки уже действующих энергоблоков с ВВЭР-1000 следует отнести перевод их на работу с повышенной сверх номинального уровня мощностью. Принципиально, такой режим работы обосновывался в конце 80-х - начале 90-х годов для АЭС с PWR в США, Германии, для АЭС с ВВЭР-440 в России (Кольская АЭС). Практически, во всех публикациях как у нас, так и за рубежом, отмечалось, что основным лимитирующим фактором при этом является ядерная паропроизводящая установка (ЯППУ), в особенности, реактор и, в меньшей мере, турбоустановка со вспомогательным оборудованием.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Принципиально, работа реактора на повышенной мощности сегодня становится возможной по причинам:

— непрерывно уточняются нейтронно-физические константы и расчетные коды, благодаря чему удастся доказательно обосновывать обеспечение принятых (нормативных) коэффициентов запасов при меньшей консервативности подходов;

— в процессе совершенствования методов и аппаратуры контроля нейтронного потока, неравномерности полей энерговыделения в активной зоне, улучшения представительности и точности обработки данных СВРК реактора и подсчета тепловой мощности и КПД снижаются потребные запасы на неточность оценок мощности;

— более рациональные методы управления неравномерностями энерговыделения в осевом и радиальном направлении, переход к стратегиям перегрузок, сочетающим принципы "малых утечек" и "низкой неравномерности", более совершенное и эффективное топливо, "выравнивание" полей энерговыделения в процессе длительного выгорания топлива также приводят к возможностям повышения эксплуатационной надежности при работе на мощности выше номинального уровня.

Сегодня переход к работе на мощности выше номинальной признан целесообразным на ряде уже эксплуатируемых и вновь вводимых АЭС России. С этой целью намечена программа ступенчатого повышения максимальной мощности этих энергоблоков в начальном периоде до 104, 107 и 110%.

Соображения по вопросу, что лучше в ближайшей перспективе для атомной энергетики России: новый проект и ступень мощности или эволюция серийной модели были высказаны в пользу планомерного повышения мощности в научных публикациях более 15 лет назад учеными и специалистами ИАЭ им. И.В. Курчатова, ОКБ ПО "Ижорский завод",

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		25

Саратовского гостехуниверситета совместно с ПОАТ "ХТЗ" и Балаковской АЭС.

Задачей данной работы является обоснование возможностей и эффективной эксплуатации энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 на повышенной мощности, на примере 3 блока Калининской АЭС. Для выполнения поставленной задачи необходимо произвести расчет схемы паротурбинной и реакторной установок, аналогичных существующей на энергоблоке №3 КАЭС на мощности 100% и 104%.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		26

3 РАСЧЕТ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПТУ НА НОМИНАЛЬНЫЙ РЕЖИМ

В настоящей дипломной работе за основу взята схема паротурбинной установки К-1000-60/3000.

Тепловая схема, представленная на рисунке 3.1, имеет все характерные особенности тепловых схем турбоустановок ЛМЗ для АЭС с ВВЭР большой мощности: развитую систему регенерации (число ступеней регенерации — 7); наличие одного подогревателя низкого давления (ПНД) смешивающего типа;

Цель расчета: уточнение состава и параметров расчетной принципиальной тепловой схемы, построение h - S диаграммы, составление таблицы параметров воды и пара конденсационного процесса.

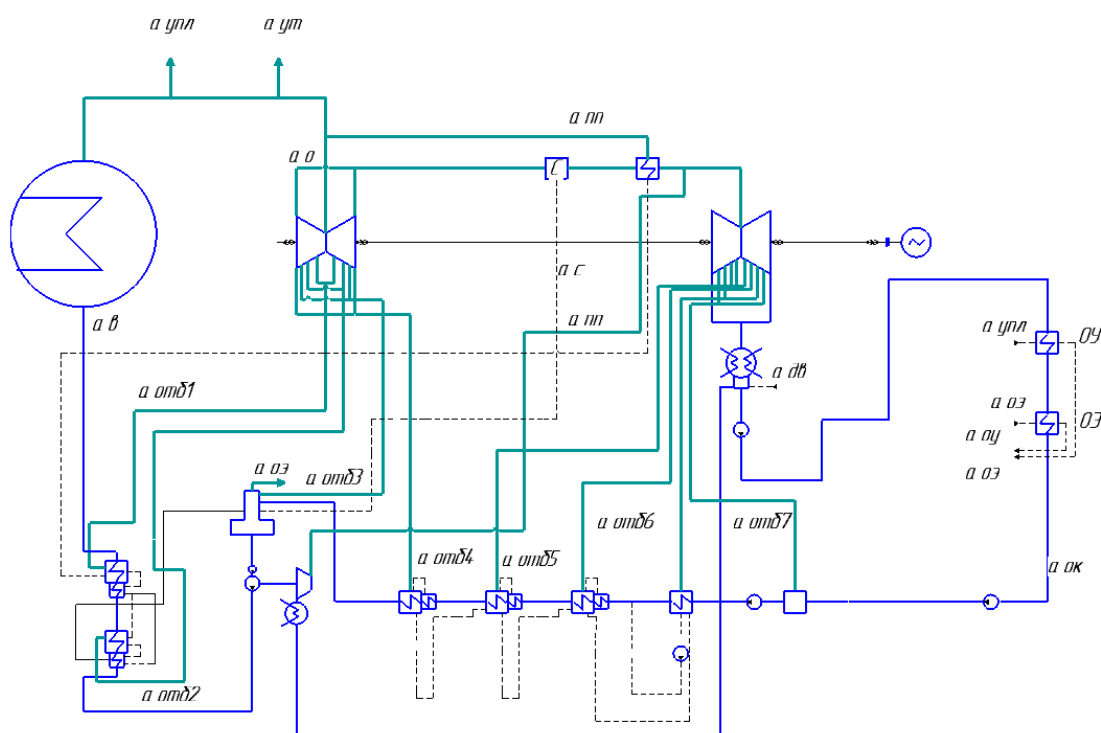


Рисунок 3.1 – Принципиальная тепловая схема АЭС с К-1000-60/3000 [2]

3.1. Определение параметров расчетной схемы

Для уточняемой ПТУ давления в отборах и число РППВ определяются существующими значениями, которые были представлены в таблице 1.1

Давление в деаэраторе, с учетом потерь в трубопроводе

$$P_{\delta} = 0,95 \cdot P_{отб\delta} = 0,95 \cdot 0,924 = 0,88 \text{ МПа.}$$

Температура в деаэраторе $t_{\delta} = t'_{\delta}(P_{\delta}) = 172,2^{\circ}C$.

Определим температуру основного конденсата на входе в деаэратор, принимая подогрев в нем $\Delta t_{\delta} = 15^{\circ}C$.

$$t_{ок} = t_{\delta} - \Delta t_{\delta} = 172,2 - 15 = 157,2^{\circ}C.$$

Число ПВД $z=2$,

Определим подогрев в питательном насосе по формуле:

$$\Delta h_{ПН} = \frac{\dot{v}_d \cdot (p_{ПВ} - p_d) \cdot 10^3}{\eta_H}.$$

Где $\dot{v}_d = f(p_d) = 1,118 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$ - значение удельного объема;

$p_{ПВ}$ - давление после питательного насоса, которое составляет :

$$p_{ПВ} = (1,4 \div 1,6) \cdot p_0 = 1,55 \cdot 5,89 = 9,1 \text{ МПа.}$$

η_H - КПД питательного насоса принимаем из диапазона $0,75 \div 0,83$,

$$\eta_H = 0,8.$$

$$\Delta h_{ПН} = \frac{1,118 \cdot 10^{-3} \cdot (9,1 - 0,88) \cdot 10^3}{0,8} = 11 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия воды за питательным насосом равна:

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		28

$$h_{\text{ПН}} = h'_{\text{д}} + \Delta h_{\text{ПН}} = 729 + 11 = 740 \text{ кДж/кг.}$$

где $h'_{\text{д}}$ – энтальпия питательной воды в деаэраторе, определяется как:

$$h'_{\text{д}} = f(p_{\text{д}}) = 729 \text{ кДж/кг.}$$

Находим температуру воды за питательным насосом:

$$t_{\text{ПН}} = f(p_{\text{ПВ}}, h_{\text{ПН}}) = 173,8 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

Температура воды на входе в ПНД с учетом подогрева ее в основном эжекторе и эжекторе уплотнений

$$t_{\text{ПНД}}^{\text{ex}} = t'_{\text{к}} + 3 + 2,1 = 30,2 + 3 + 2,1 = 35,3^{\circ}\text{C.}$$

Принимаем недогрев воды до насыщения в ПВД $\Theta_{\text{ПВД}} = 5^{\circ}\text{C.}$

Температура воды на выходе из Пб

$$t_{\text{нб2}} = t_{\text{нн}} + \Delta t_{\text{ПВД}} = 173,8 + 14,2 = 188,0^{\circ}\text{C.}$$

Температура насыщения, соответствующая давлению пара в Пб

$$t_{\text{s2}} = t_{\text{нб2}} + \Theta_{\text{ПВД}} = 188 + 5 = 193^{\circ}\text{C,}$$

$$P_{\text{n2}} = f(t_{\text{s2}}) = 1,339 \text{ МПа.}$$

Давление отборного пара турбины с учетом потерь в трубопроводе

$$P_{\text{отб2}} = 1,05 \cdot P_{\text{n2}} = 1,05 \cdot 1,339 = 1,41 \text{ МПа.}$$

Температура воды на выходе из П7 $t_{\text{нб1}} = 211,7^{\circ}\text{C.}$

Температура насыщения, соответствующая давлению пара в П7

$$t_{s1} = t_{n\bar{e}1} + \Theta_{ПВД} = 211,7 + 5 = 216,7^{\circ}C,$$

$$P_{n1} = f(t_{s1}) = 2,175 \text{ МПа.}$$

Давление отборного пара турбины с учетом потерь в трубопроводе

$$P_{отб1} = 1,05 \cdot P_{n1} = 1,05 \cdot 2,175 = 2,290 \text{ МПа.}$$

Принимаем недогрев воды до насыщения в ПНД $\Theta_{ПВД} = 3^{\circ}C$.

Температура основного конденсата на выходе из П1

$$t_{ок7} = t_{ПНД}^{ex} + \Delta t_{ПНД} = 35,3 + 29,2 = 64,5^{\circ}C.$$

Температура насыщения соответствующая давлению пара в П1

$$t_{s8} = t_{ок8} = 64,5^{\circ}C,$$

$$P_{n8} = f(t_{s8}) = 0,0245 \text{ МПа.}$$

Давление отборного пара турбины с учетом потерь в трубопроводе

$$P_{отб7} = 1,03 \cdot P_{n7} = 1,03 \cdot 0,0245 = 0,0253 \text{ МПа.}$$

Температура основного конденсата на выходе из П2

$$t_{ок6} = t_{ок7} + \Delta t_{ПНД} = 64,5 + 18,8 = 83,3^{\circ}C.$$

Температура насыщения соответствующая давлению пара в П2

$$t_{s6} = t_{ок6} + \Theta_{ПНД} = 83,3 + 3 = 86,3^{\circ}C,$$

$$P_{n6} = f(t_{s6}) = 0,0610 \text{ МПа.}$$

Давление отборного пара турбины с учетом потерь в трубопроводе

$$P_{отб6} = 1,03 \cdot P_{n6} = 1,03 \cdot 0,0610 = 0,0629 \text{ МПа.}$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Температура основного конденсата на выходе из ПЗ

$$t_{ок5} = t_{ок6} + \Delta t_{ПНД} = 83,3 + 18,7 = 102,0^{\circ}C.$$

Температура насыщения соответствующая давлению пара в ПЗ

$$t_{s5} = t_{ок5} + \Theta_{ПНД} = 102,0 + 3 = 105,0^{\circ}C,$$

$$P_{n5} = f(t_{s5}) = 0,121 \text{ МПа.}$$

Давление отборного пара турбины с учетом потерь в трубопроводе

$$P_{отб5} = 1,03 \cdot P_{n5} = 1,03 \cdot 0,121 = 0,125 \text{ МПа.}$$

Температура основного конденсата на выходе из П4

$$t_{ок5} = t_{ок6} + \Delta t_{ПНД} = 102,0 + 24,3 = 126,3^{\circ}C.$$

Температура насыщения соответствующая давлению пара в П4

$$t_{s4} = t_{ок} + \Theta_{ПНД} = 123,3 + 3 = 126,3^{\circ}C,$$

$$P_{n4} = f(t_{s4}) = 0,242 \text{ МПа.}$$

Давление отборного пара турбины с учетом потерь в трубопроводе

$$P_{отб4} = 1,03 \cdot P_{n4} = 1,03 \cdot 0,242 = 0,25 \text{ МПа.}$$

Температура основного конденсата на выходе из П5

$$t_{ок5} = t_{ок6} + \Delta t_{ПНД} = 126,3 + 24,3 = 150,6^{\circ}C.$$

Температура насыщения соответствующая давлению пара в П5

$$t_{s4} = t_{ок} + \Theta_{ПНД} = 150,6 + 3 = 153,6^{\circ}C,$$

$$P_{n4} = f(t_{s4}) = 0,524 \text{ МПа.}$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		31

Давление отборного пара турбины с учетом потерь в трубопроводе

$$P_{om\bar{o}4} = 1,03 \cdot P_{n4} = 1,03 \cdot 0,524 = 0,54 \text{ МПа.}$$

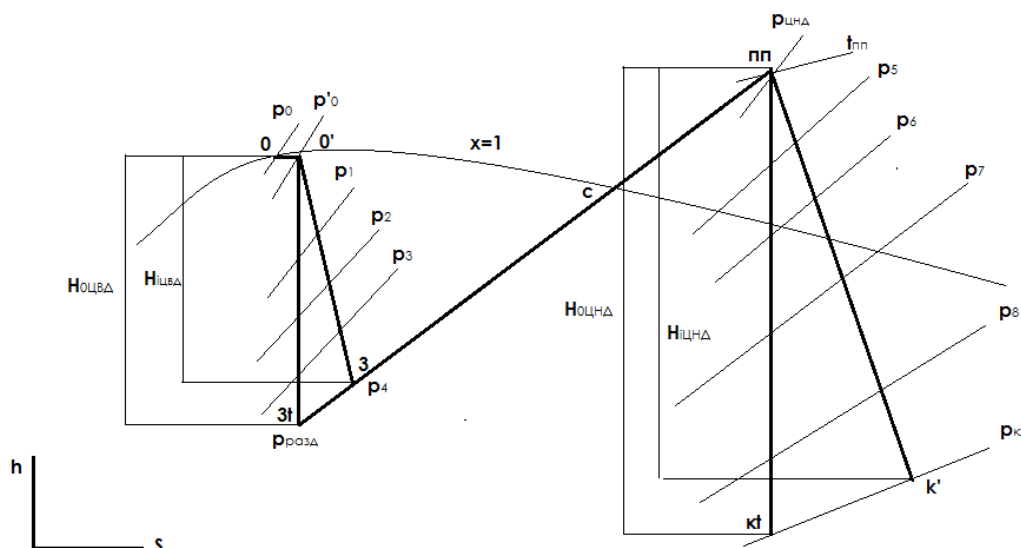


Рисунок 3.2 - Процесс расширения пара в h - S диаграмме

$$p_0 = 5,89 \text{ МПа} = 58,9 \text{ бар}; t_0 = 274,4^\circ \text{C}; h_0 = 2786 \text{ кДж/кг}; x_0 = 1.$$

Определяем точку 0' за стопорными и регулирующими клапанами турбины на пересечении энтальпии h_0 с давлением p'_0 . p'_0 меньше p_0 на величину потери от дросселирования в стопорном (СК) и регулирующем (РК) клапанах турбины и определяется как $p'_0 = 0,95 \cdot p_0$

$$p'_0 = 0,95 \cdot 5,89 = 5,59 \text{ МПа} = 55,9 \text{ бар.}$$

Давление пара на выходе из ЦВД совпадает с давлением отбора ($p_{отб4}$). Тогда точка 3t в конце изоэнтропийного процесса расширения пара в ЦВД будет иметь параметры:

$p_{разд} = 0,54$ МПа; $h_{разд} = 2384$ кДж/кг, значение $\eta_{oi}^{цвд}$ берём для турбины К-1000-60 ЛМЗ из [4].

Располагаемый теплоперепад ЦВД равен

$$H_0^{цвд} = h_0 - h_{3t},$$

$$H_0^{цвд} = 2786 - 2384 = 402 \text{ кДж/кг.}$$

Действительный теплоперепад ЦВД равен

$$H_i^{цвд} = H_0^{цвд} \cdot \eta_{oi}^{цвд},$$

$$H_i^{цвд} = 402 \cdot 0,862 = 346 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия $h_p = h_0 - H_i^{цвд}$ на пересечении с p_3 даёт точку 3 в конце действительного процесса в ЦВД,

$$h_p = 2786 - 346 = 2440 \text{ кДж/кг; } x_3 = 0,85; y_3 = 0,15.$$

Данное значение удовлетворяет требованиям влажности. Выбор разделительного давления обеспечивает влажность в пределах нормы.

На пересечении $0' - 3$ с изобарами p_1 и p_2 определяем энтальпию пара в первом, втором, третьем и четвертом отборе h_1, h_2, h_3, h_4 :

$$h_1 = 2648 \text{ кДж/кг; } h_2 = 2576 \text{ кДж/кг; } h_3 = 2504 \text{ кДж/кг; } h_4 = 2440 \text{ кДж/кг.}$$

Потери давления в процессе осушки и перегрева от выхода из ЦВД до входа в ЦНД оцениваются относительно давления после ЦВД для сепаратора-пароперегревателя 10%. Таким образом, давление пара после СПП

$$p_{nn} = (0,91 \div 0,95) \cdot p_p = 0,95 \cdot 0,54 = 0,51 \text{ МПа.}$$

Температура пара на выходе из СПП t_{III} определяется с учётом недогрева до температуры t_0 , который принимается равным $\Theta_{\text{III}} = 20^\circ \text{C}$:

$$t_{\text{III}} = \bar{t}_0 - \Theta_{\text{III}} = 272 - 20 = 252^\circ \text{C}.$$

Определяем точку пп на входе в ЦНД при $p_{\text{III}} = 0,51 \text{ МПа}$, $t_{\text{III}} = 252^\circ \text{C}$ и $h_{\text{III}} = 2960 \text{ кДж/кг}$.

Определяем давление пара на выходе из ЦНД p'_k с учётом потери давления в выхлопном патрубке турбины, которая составляет $2 \div 5\%$ от давления в конденсаторе p_k , т.е.

$$p'_k = (1,02 \div 1,05) \cdot p_k.$$

$$p_k = 0,00431 \text{ МПа} = 0,0431 \text{ бар}, \quad p'_k = 1,04 \cdot 0,00431 = 0,00448 \text{ МПа}.$$

Тогда точка кт в конце изоэнтروпийного процесса расширения пара в ЦНД будет иметь параметры:

$p'_k = 0,0045 \text{ МПа}$; $h_{\text{кт}} = 2196 \text{ кДж/кг}$, значение $\eta_{\text{oi}}^{\text{ЦНД}}$ берём для турбины К-1000,ЛМЗ из [4].

Располагаемый теплоперепад ЦНД равен

$$H_0^{\text{ЦНД}} = h_{\text{III}} - h_{\text{кт}},$$

$$H_0^{\text{ЦНД}} = 2960 - 2196 = 764 \text{ кДж/кг}.$$

Действительный теплоперепад ЦНД равен

$$H_i^{\text{ЦНД}} = H_0^{\text{ЦНД}} \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦНД}},$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		34

$$H_i^{инд} = 764 \cdot 0,83 = 634 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия $h_k = h_{ин} - H_i^{инд}$ на пересечении с p'_k дает точку k' в конце действительного процесса в ЦНД,

$$h_k = 2326 \text{ кДж/кг.}$$

$$\text{Степень сухости } x_k = 0.905. \text{ } u_k = 0,095.$$

Данное значение удовлетворяет требованиям влажности.

На пересечении $pp - k'$ с изобарами p_4, p_5 и p_6, p_7 , определяем энтальпии пара в четвёртом, пятом и шестом, седьмом:

$$h_4 = 2836 \text{ кДж/кг; } h_5 = 2736 \text{ кДж/кг; } h_6 = 2640 \text{ кДж/кг; } h_7 = 2536 \text{ кДж/кг.}$$

$$\text{Действительный теплоперепад турбины } H_i = H_i^{цвд} + H_i^{инд},$$

$$H_i = 980 \text{ кДж/кг.}$$

3.2. Составление сводной таблицы параметров пара и воды

По процессу расширения пара в турбине определяем характерные точки и заносим в таблицу 3.1

Значения давлений и энтальпий пара на входе, выходе из турбины берём из исходных данных и по расчёту процесса расширения.

Значения энтальпий отборов определены при построении процесса расширения пара в турбине.

Значения давлений в подогревателях с учётом потерь давления в паропроводах определены ранее как $p_{II} = (0,92 \div 0,95) \cdot p_{отб}$. Для конденсатора давление p_k задано.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Температура и энтальпии дренажа подогревателей без охладителей дренажа равны параметрам насыщения. Значения температуры насыщения t_n и энтальпии кипящей воды h' определяются по давлению в подогревателях p_n , рассчитанным ранее для чего используется таблица [5].

Значения температуры питательной воды $t_{пв}$, основного конденсата $t_{ок}$ за соответствующими подогревателями определены выше с учётом недогрева воды от температуры насыщения.

Для деаэратора (Д), конденсатора (К) и смешивающем подогревателе температура основного конденсата равна температуре насыщения при давлении в этих теплообменниках.

Значение энтальпии питательной воды $h_{пв}$, основного конденсата $h_{ок}$ определяются по соответствующим значениям температур и давлений по таблицам воды [3]. Для Д, К параметры воды и основного конденсата равны параметрам насыщения.

Значение удельной работы одного килограмма пара, идущего в j отбор турбины, определяется по формуле $H_j = h_0 - h_j$, для отборов ЦВД и для всей турбины при отсутствии промежуточного перегрева пара, по формуле $H_j = h_0 - h_j + \Delta h_{пш}$, для отборов ЦНД при наличии промежуточного перегрева пара. В схемах с влажнопаровыми турбинами величина $\Delta h_{пш}$ подразумевает разность энтальпии пара на выходе из СПП и энтальпии пара на выходе из ЦВД.

Значение коэффициентов недовыработки мощности паром, идущим в j отбор турбины, определяются по формуле: $u_j = (H_i - H_j) / H_i$.

Принципиальная тепловая схема работы на теплофикационном режиме представлена на рисунке 3.1

Таблица 3.1 - Параметры пара, конденсата и воды

Точка процесса в турбине	Элементы тепловой схемы	Пар в турбине (отборе)		Пар в подогревателе	Дренаж греющего пара		Питательная, сетевая вода, основной конденсат			Удельная работа отбора	Кэф – т недовыработки	
		ротб	hотб	рп	tn	h'	tpв	рпв	hпв,ок,св	Hj	yj	
		МПа	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	°С	МПа	кДж/кг	кДж/кг	-	
0	-	5,89	2786	-	-	-	-	-	-	-	-	
0'	-	5,59	2786	-	-	-	-	-	-	-	-	
С	С	0,54	2752	0,51	152,6	643	-	-	-	-		
ПП	ПП	0,51	2960	5,59	-	-	-	-	-	-		
1	П1	2,29	2648	2,175	216,7	928	211,7	9,1	908	138	0,859	
2	П2	1,41	2576	1,339	193,0	821	188,0	9,1	802	210	0,786	
3	Д	0,924	2504	0,88	172,2	729	172,2	0,836	729	282	0,712	
4	П4	0,54	2440	0,513	152,8	644	149,8	1,26	632	346	0,647	
5	П5	0,25	2836	0,237	125,7	528	122,7	1,26	510	470	0,520	
6	П6	0,125	2736	0,119	104,5	438	101,5	1,26	426	570	0,418	
7	П7	0,0629	2640	0,060	85,9	360	82,9	1,26	348	666	0,320	
8	П8	0,0253	2536	0,024	64,1	268	64,1	0,024	268	770	0,214	
k'	К	0,0045	2326	0,0043	30,22	127	30,22	0,0043	127	980	0	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ФЮРА 693100.001.ПЗ

Лист

37

3.3. Составление и решение уравнения материальных и тепловых балансов всех элементов схемы

Материальный Баланс По Пару

Относительный расход пара на турбину $\alpha_0 = 1$.

Относительный расход пара на влажнопаровую турбоустановку АЭС в общем случае определяется как $\alpha_{TY} = \alpha_0 + \alpha_{mn}$.

где α_{mn} - относительный расход острого пара на ПП.

Относительный расход пара из ПП в общем случае равен:

$$\alpha_{ПП} = (\alpha_{TY} + \alpha_{упл} + \alpha_{ут}).$$

Где $\alpha_{ут} = 0,005$ – относительный расход пара на утечки;

$\alpha_{упл} = 0,01$ - относительный расход пара на уплотнения.

$$\alpha_{ПП} = \alpha_{my} + \alpha_{упл} + \alpha_{ут} = 1 + 0,01 + 0,005 + \alpha_{mn} = 1,015 + \alpha_{mn}.$$

Материальный баланс по воде

Относительный расход питательной воды в ПП в общем случае определяется как $\alpha_{ПВ} = \alpha_{ПП}$, так как , в нашем случае для упрощения расчетов учитывать относительный расход на продувку парогенератора мы не будем.

$$\alpha_{нв} = \alpha_{нз} = 1,015 + \alpha_{mn}.$$

Материальный баланс добавочной воды

$$\alpha_{дв} = \alpha_{ут} = 0,005.$$

3.4. Составление и решение уравнений материального и теплового балансов подогревателей регенеративной системы

Целью расчёта регенеративных подогревателей является определение относительных расходов греющего пара на них из отборов турбины.

Для определения этих расходов составляются и последовательно, а также совместно решаются уравнения материального и теплового баланса теплообменников.

Для упрощения расчетов, будем использовать итерационный метод, в начале расчетов задавшись значением относительного расхода пара за ЦВД.

Примем $\alpha_{cvdvi} = 0,820$.

Система уравнений тепловых и материальных балансов, составленных для всех рассчитываемых элементов схемы турбоустановки.

Эффективность поверхностных подогревателей составляет 98%, а деаэратора 99%.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		39

Сепаратор и пароперегреватель (С и ПП)

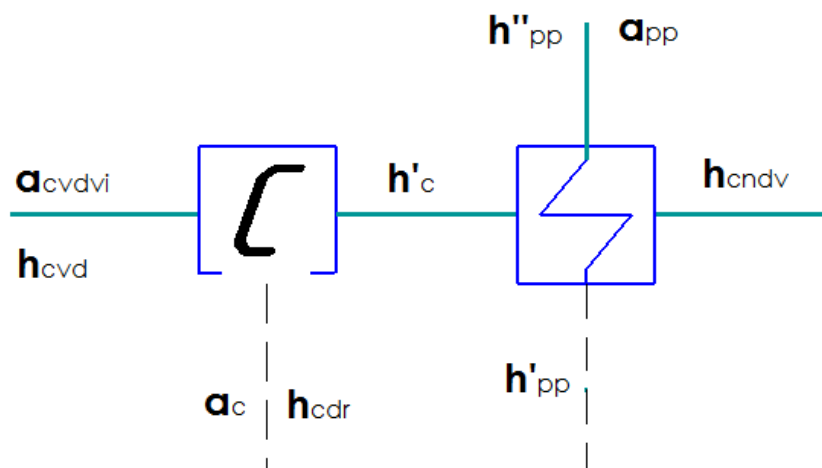


Рисунок 3.1 - Расчётная схема сепаратора и пароперегревателя

Составляем уравнение материального баланса для сепаратора:

$$\alpha_{c\text{vdvi}} \cdot (h'_c - h_{c\text{vd}}) = (\alpha_c) \cdot (h'_c - h_{c\text{dr}}).$$

Решая данное уравнение, получаем, что относительный расход сепарата равен $\alpha_c = 0,1203$.

Далее составляем уравнение материального баланса для пароперегревателя:

$$(\alpha_{c\text{vdvi}} - \alpha_c) \cdot (h_{c\text{ndv}} - h'_c) = (\alpha_{nn}) \cdot (h''_{nn} - h'_{nn}).$$

При этом, решив уравнение, мы получаем значение относительного расхода пара с промперегрева: $\alpha_{nn} = 0,0936$.

Теперь мы можем узнать относительный расход питательной воды.

$$\alpha_{ng} = 1 + 0,0936 + 0,005 + 0,01 = 0,1086.$$

Расчет турбопривода питательного насоса

Относительный расхода пара на турбопривод определяется по формуле:

$$\alpha_{ТП} = \frac{\alpha_{ПВ} \cdot \Delta h_{ПН}}{H_i^{ТП} \cdot \eta_m^{ТП}}.$$

Где $H_i^{ТП}$ - действительный теплоперепад турбопривода;

$\eta_m^{ТП}$ - механический КПД турбопривода, принимается равным 0,97÷0,98.

$$\alpha_{ТП} = \frac{1,1086 \cdot 11}{786 \cdot 0,97} = 0,016.$$

ПВД-1

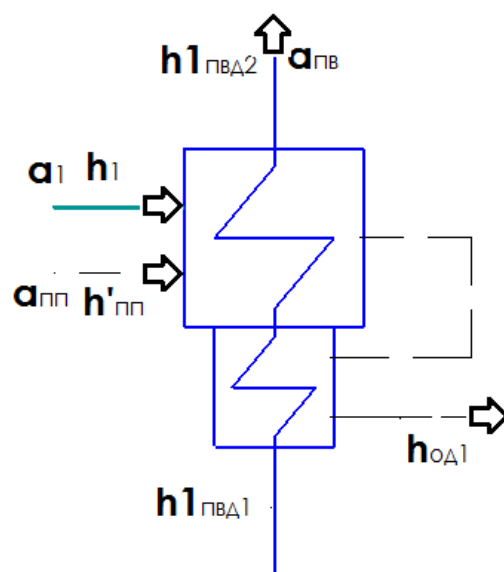


Рисунок 3.3 - Расчётная схема поверхностного подогревателя ПВД-1

Так как ПВД имеет охладитель дренажа (ОД) по условию, то составляем систему уравнений теплового баланса, которая принимает следующий вид:

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_{od1}) + \alpha_{nn} \cdot (h'_{nn} - h_{od1}) = \alpha_{нс} \cdot (h1_{нс2} - h1_{нс1}) / 0,98.$$

Где:

α_1 – относительный расход пара на ПВД-1.

Уравнение легко решается и для первой итерации мы получаем, что:

$$\alpha_1 = 0,0506.$$

ПВД-2

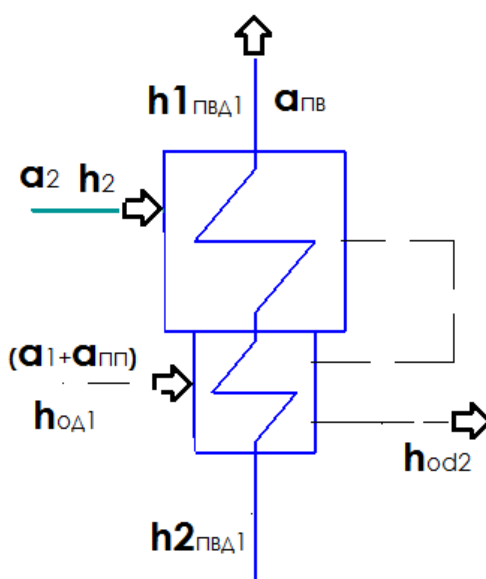


Рисунок 3.4 - Расчётная схема поверхностного подогревателя ПВД-2

Составляем систему уравнений теплового баланса, которая принимает следующий вид:

$$\alpha_2 \cdot (h_2 - h_{od2}) + (\alpha_1 + \alpha_{nn}) \cdot (h_{od1} - h_{od2}) = \alpha_{нс} \cdot (h1_{нс1} - h2_{нс1}) / 0,98.$$

$\alpha_2 = 0,0306$ — относительный расход пара на ПВД-2.

Деаэратор и ПНД4

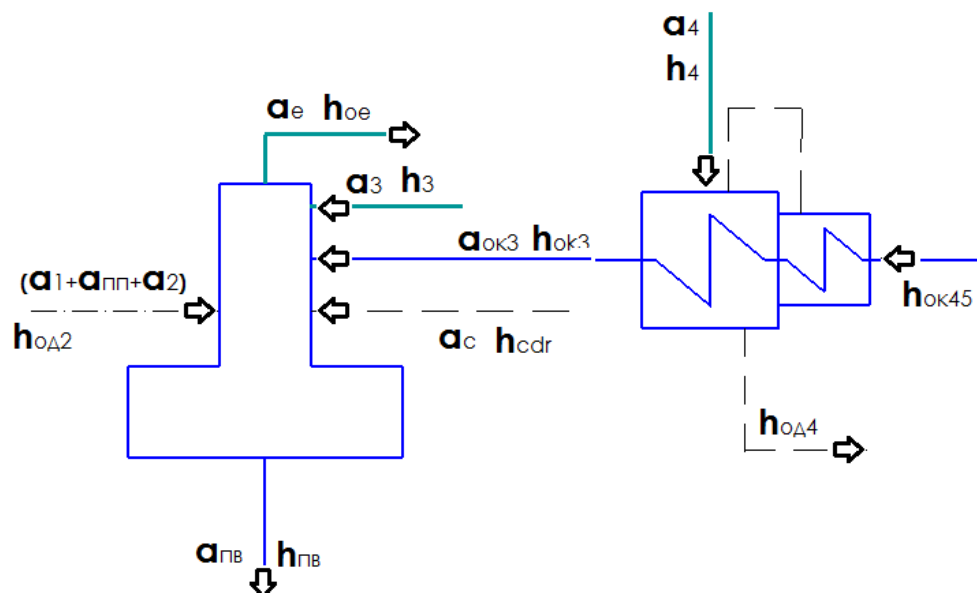


Рисунок 3.4 - Расчётная схема деаэратора и ПНД4

Составляем систему уравнений теплового баланса, которая принимает следующий вид:

Система уравнений:

$$\begin{cases} \alpha_{ок3} \cdot h_{ок3} + (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_{nn}) \cdot h_{од2} + \alpha_c \cdot h_{cdr} + \alpha_3 \cdot h_3 = \frac{\alpha_{нв} \cdot h_{нв} + \alpha_э \cdot h_{оэ}''}{\eta_n}, \\ \alpha_4 = (1 - \alpha_{cvdvi} - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3), \\ \alpha_{ок3} \cdot (h_{ок3} - h_{ок45}) / 0,98 = \alpha_4 \cdot (h_4 - h_{од4}). \end{cases}$$

$\alpha_э = 0,002$ - относительный расход пара на эжекторы.

Из этой системы выражаем значения относительных отборов:

$$\alpha_3 = 0,0494,$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		43

$$\alpha_{ок3} = 0,7638,$$

$$\alpha_4 = 0,0494.$$

ПНД5, ПНД6, ПНД7 и ПНД8

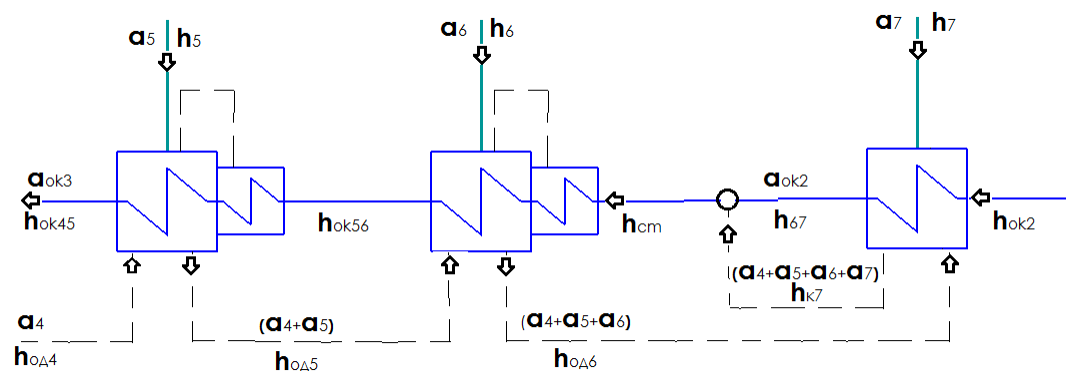


Рисунок 3.5 - Расчётная схема ПНД-5, ПНД-6, ПНД-7 и ПНД-8

ПНД5

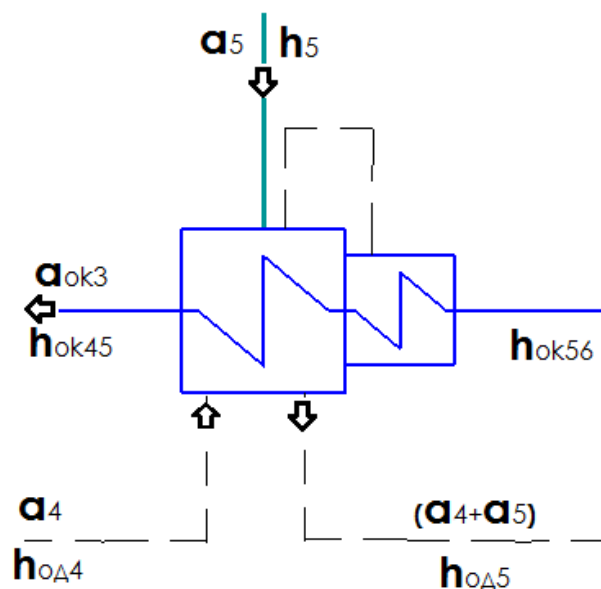


Рисунок 3.6 - Расчётная схема ПНД-5

Так как ПНД имеет охладитель дренажа (ОД), то составляем систему уравнений теплового баланса, которая принимает следующий вид:

$$\alpha_5 \cdot (h_5 - h_{od5}) + \alpha_4 \cdot (h_{od4} - h_{od5}) = (\alpha_{ok3}) \cdot (h_{ok45} - h_{ok56}) / 0,98.$$

Решив уравнение, получим значение относительного отбора на пятый подогреватель:

$$\alpha_5 = 0,0275.$$

ПНД6 и ПНД7

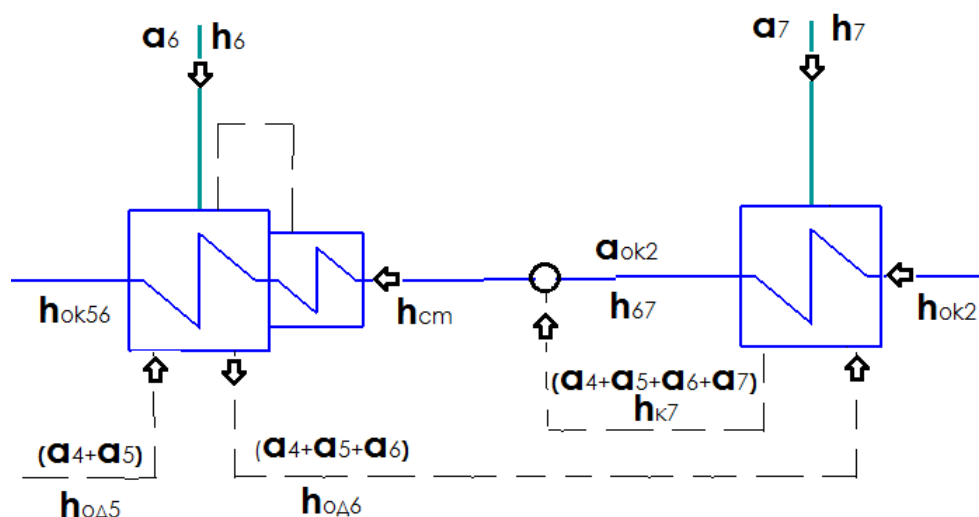


Рисунок 3.7 - Расчётная схема ПНД-6, ПНД-7

Система уравнений:

$$\begin{cases} \alpha_6 \cdot (h_6 - h_{od6}) + (\alpha_4 + \alpha_5) \cdot (h_5 - h_6) = \frac{\alpha_{ok3} \cdot (h_{ok56} - h_{cm})}{0,98}, \\ (\alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7) \cdot h_{k7} + \alpha_{ok2} \cdot h_{67} = \alpha_{ok3} \cdot h_{cm}, \\ \alpha_7 \cdot (h_7 - h_{k7}) + (\alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6) \cdot (h_{od6} - h_{k7}) = \frac{\alpha_{ok2} \cdot (h_{67} - h_{ok2})}{0,98}, \\ \alpha_{ok3} = \alpha_{ok2} + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7. \end{cases}$$

Соответственно, запишем относительные расходы отборов, которые мы нашли, решив систему подогревателей низкого давления:

$$\alpha_{ok2} = 0,6423,$$

$$\alpha_6 = 0,0232,$$

$$\alpha_7 = 0,0214,$$

$$h_{cm} = 350.$$

ПНД-8(смешивающий)

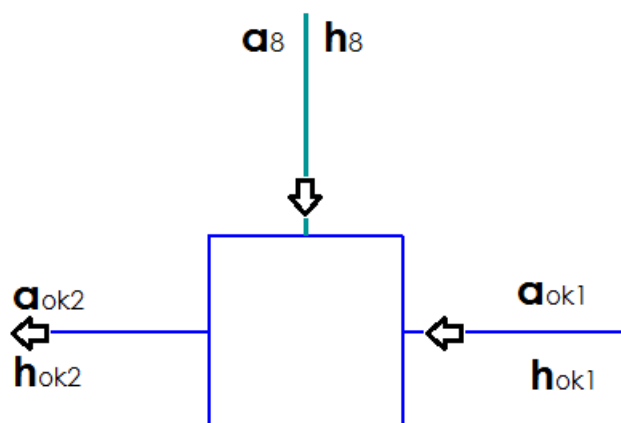


Рисунок 3.8 - Расчётная схема ПНД-8

$$\begin{cases} \alpha_{ok2} \cdot h_{ok2} = h_8 \cdot \alpha_8 + \alpha_{ok1} \cdot h_{ok1}, \\ \alpha_{ok1} = \alpha_{ok1} + \alpha_8. \end{cases}$$

Таким образом, были получены следующие числовые значения искомых величин:

$$\begin{aligned}\alpha_1 &= 0,0506; & \alpha_{cndv} &= 0,684; & h_{cm} &= 350; \\ \alpha_2 &= 0,0306; & \alpha_3 &= 0,0494; & \alpha_{ne} &= 1,109 \\ \alpha_4 &= 0,0494; & \alpha_5 &= 0,0275; & \alpha_{nn} &= 0,0936; \\ \alpha_6 &= 0,0232; & \alpha_c &= 0,1203; & \alpha_{ok1} &= 0,6122; \\ \alpha_7 &= 0,0214; & \alpha_{cvdvi} &= 0,820; & \alpha_8 &= 0,0324\end{aligned}$$

Проверка материального баланса рабочего тела

Для определения правильности проведенных расчетов материальных балансов, произведем расчет α_{ok1} со стороны тракта основного конденсата.

После определения расходов из всех j-х отборов турбины, определяем из материального баланса турбины относительный расход пара в конденсатор $\alpha_{ok1} = \alpha_{ne} - \sum \alpha_j$, где $\sum \alpha_j$ – сумма расходов во все отборы турбины.

$$\begin{aligned}\alpha_{ok1} &= \alpha_{ne} + \alpha_e - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_c - \alpha_{nn} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8, \\ \alpha_{ok1} &= 0,612.\end{aligned}$$

Оценим погрешность:

$$\Delta(\alpha_k) = \frac{0,6122 - 0,612}{0,6122} \cdot 100 = 0,03\%.$$

Что меньше допустимой погрешности 0,5%.

Так как расчет материальных балансов сошелся в первой итерации с принятым относительным расходом пара за ЦВД $\alpha_{цвд}^{6blx} = 0,820$, то необходимости проводить вторую итерацию нет.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		47

3.4. Определение расхода пара на турбину

Расход пара на турбину определяется по формуле:

$$G_0 = \frac{N_g \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_e \left(1 - \sum (\alpha_j \cdot y_j) - \alpha_c \cdot y_2\right)}.$$

где $\eta_m = 0,98$ – механический КПД паротурбинной установки;

$\eta_r = 0,99$ – КПД генератора;

α_j – относительный расход пара в j-ый отбор. Определены в п.3.4., от.ед.;

y_j – коэффициент недовыработки j-го отбора. Определены в п.3.2., от.ед.;

α_c – относительный расход сепарата в сепараторе. Определен в п.3.4., от.ед.;

y_3 – коэффициент недовыработки 3-го отбора. Определены в п.3.2., от.ед.;

N_g – электрическая мощность АЭС. Задана, кВт;

H_i – действительный теплоперепад на турбину. Определен в п.3.1., кДж/кг.

$G_0 = 1513$ кг/с.

Сделаем проверку. Рассчитаем мощность АЭС по формуле:

$$N'_{\text{э}} = G_0 \cdot \left[H_i \cdot \alpha_k + \sum_1^6 \alpha_j \cdot H_j + \alpha_c \cdot H_3 \right] \cdot \eta_M \cdot \eta_{\Gamma},$$

$$N'_{\text{э}} = 998,1 \cdot 10^3 \text{ кВт}$$

Относительная погрешность расчета:

$$\delta_N = \frac{N_{\text{э}} - N'_{\text{э}}}{N_{\text{э}}} \cdot 100\% = \frac{1000 - 998,1}{1000} \cdot 100\% = 0,19\%.$$

3.5. Расчет показателей тепловой экономичности

Тепловую нагрузку ПГ определяем по формуле:

$$Q_{\text{нг}} = (D_2) \cdot (h_0 - h_{\text{нг}}),, \text{ МВт.}$$

Где $h_{\text{нг}}$ -энтальпия питательной воды после ПВД1;

$$h_{\text{нг}} = 908 \text{ кДж/кг.}$$

$$Q_{\text{нг}} = 1513 \cdot (2786 - 908) = 2841 \text{ МВт.}$$

где h_0 ,— энтальпии пара на входе в турбину, кДж/кг; $\alpha_{\text{пп}} = \alpha_c^{\text{вх}}$ — относительный расход пара через ПП; $\Delta h_{\text{пп}}$ — повышение энтальпии в ПП; $\alpha_{\text{пп}}$ относительные расходы пара из ПГ.

Полная тепловая нагрузка турбоустановки

Полную тепловую нагрузку определяем по формуле:

$$Q_{\text{TV}} = G_0 \cdot (\alpha_{\text{пв}} \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) + \alpha_{\text{дв}} \cdot (h_{\text{дв}} - h_{\text{пв}})) \text{ МВт.}$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		49

Где:

$\alpha_{ДВ}$ и $h_{ДВ}$ – относительный расход и энтальпия добавочной воды.

$$h_{ДВ} = h'_{\kappa} = 127 \text{ кДж/кг},$$

Тепловая нагрузка турбоустановки:

$$Q_{ТУ} = 2834 \text{ МВт.}$$

КПД турбоустановки:

$$\eta_{ТУ} = \frac{N'_{\Xi} + N_{III}}{Q_{ТУ}} = \frac{998,1 + 23,1}{2834} = 0,360.$$

Где:

$$N_{III} = \frac{\alpha_{ПВ} \cdot G_0 \cdot h_{III}}{\eta_H} = \frac{1,109 \cdot 1513 \cdot 11}{0,8} = 23,1 \cdot 10^3 \text{ кВт.}$$

Транспортный КПД

$$\eta_{ТР} = \frac{Q_{ТУ}}{Q_{ПГ}} = \frac{2834}{2841} = 0,991.$$

КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто)

$$\eta^{\circ}_C = \eta^{\circ}_{ТУ} \cdot \eta_{ПГУ} \cdot \eta_{ТР} (1 - k_{CH}).$$

Где k_{CH} – удельный расход электроэнергии на собственные нужды станции, принимаем для двухконтурной АЭС $k_{CH} = 0,05 \div 0,055$;

$$\eta_{ПГУ} = \eta_{РУ} \cdot \eta_{ТР1} \cdot \eta_{ПГ};$$

$\eta_{РУ} = 0,99$ – КПД реакторной установки;

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		50

$\eta_{III} = 0,985 \div 0,99$ – КПД ПГ АЭС;

$\eta_{TP1} = 0,99 \div 0,995$ – КПД трубопроводов;

$\eta_{IIIY} = 0,99 \cdot 0,997 \cdot 0,99 = 0,977$;

$\eta_C = 0,360 \cdot 0,977 \cdot 0,991 \cdot (1 - 0,05) = 0,331$.

Удельный расход выгоревшего ядерного топлива на отпуск электроэнергии

$$b_{яг}^* = \frac{0,0537}{\eta_C} = \frac{0,0537}{0,331} = 0,162 \frac{\Gamma}{\text{МВт/ч}}.$$

Удельный расход природного урана

$$b_{яг} = \frac{1000}{\eta_C \cdot 24 \cdot \bar{B}} \cdot \frac{x_u - x_0}{x_e - x_0}.$$

Где $\bar{B} = (30 \div 40) \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{сут/т}$ - глубина выгорания топлива для АЭС с ВВЭР; x_u , x_e , x_0 – содержание урана-235, соответственно, в свежем, природном и отвальном уране обогатительного производства. Принимают для АЭС с ВВЭР: $x_u = 3,5 \div 4\%$; $x_e = 0,71\%$; $x_0 = 0,25\%$.

$$b_{яг} = \frac{1000}{0,331 \cdot 24 \cdot 40000} \cdot \frac{3,6 - 0,25}{0,71 - 0,25} = 0,024 \frac{\Gamma}{\text{МВт/ч}}.$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		51

4. РАСЧЕТ КОНСТРУКЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПАРОГЕНЕРАТОРА

Целью расчета данного раздела является построение t - Q диаграммы, определение толщины труб теплопередающей поверхности, числа труб теплопередающей поверхности, коэффициентов теплоотдачи и теплопередачи, площади теплопередающей поверхности всех участков теплообмена.

Парогенератор представляет собой однокорпусный теплообменный аппарат, со встроенным сепарационным устройством.

Основываясь на результаты расчета тепловой схемы, сформулируем начальные данные для расчета парогенератора:

- давление теплоносителя – $P_1 = 15,5$ Мпа;
- давление рабочего тела – $P_2 = 5,89$ Мпа;
- расход рабочего тела – $D = 1513$ кг/с ;
- температура теплоносителя
на входе в парогенератор – $t'_1 = 317,8$ °С ;
- температура теплоносителя
на выходе из парогенератора – $t''_1 = 288,6$ °С ;
- температура питательной воды – $t_{ПВ} = 211,7$ °С ;
- температура насыщения рабочего тела- $t_{s2} = 274.4$ °С .

4.1. Построение t - Q диаграммы

Так как из предыдущих разделов нам известна тепловая мощность парогенератора и необходимые параметры перейдем к построению t - Q диаграммы.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		52

Все необходимые расчеты проводятся на номинальной мощности 100%.

Тепловая мощность парогенератора

Мощность парогенератора определяется как:

$$Q_{ng} = (D_2) \cdot (h_0 - h_{ng}),$$

$$Q_{ng} = 1513 \cdot (2786 \cdot 10^3 - 908 \cdot 10^3) = 2841 \cdot 10^6 \text{ Вт.}$$

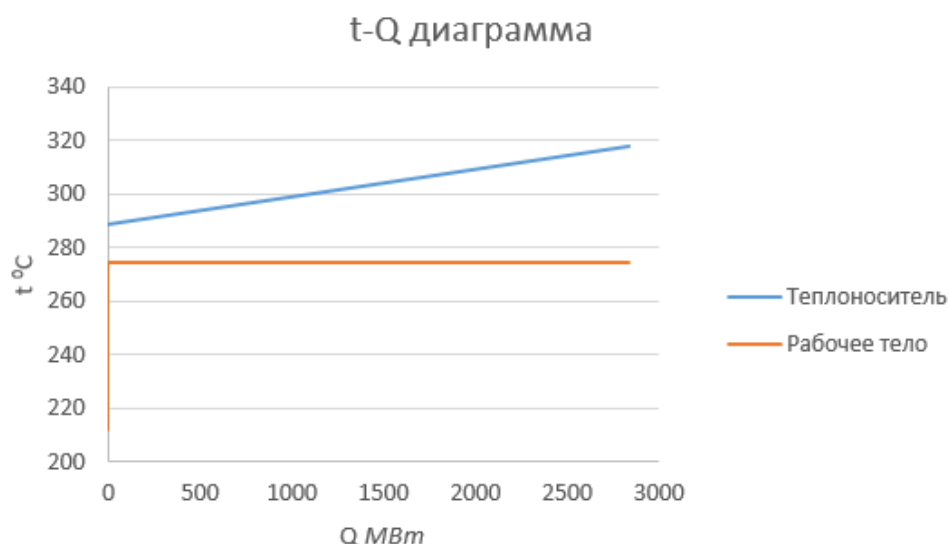


Рисунок 4.1- t-Q диаграмма парогенератора

4.2 Тепловой расчет

Так как вся мощность, вырабатываемая реакторной установкой идет на нагрев воды второго контура, то можно считать мощность первого контура равной мощности второго контура с учетом КПД парогенератора.

$$Q_{ng} = Q_{реак} \cdot \eta_{ng}$$

Где:

КПД парогенератора примем $\eta_{пг} = 0,99$.

$$Q_{реак} = \frac{2841 \cdot 10^6}{0,99} = 2870 \cdot 10^6 \text{ Вт.}$$

Исходя из этого утверждения, найдем расход теплоносителя в петле первого контура:

$$G_1 = \frac{Q_{реак}}{(h_{тнвх1} - h_{тнвых1})} \text{ кг/с,}$$

$$G_1 = \frac{2870 \cdot 10^6}{(1439 \cdot 10^3 - 1277 \cdot 10^3)} = 17716 \text{ кг/с.}$$

При этом, расход на один парогенератор составит:

$$G_{1пг} = \frac{17716}{4} = 4429 \text{ кг/с.}$$

Также для расчетов необходимо знать средний температурный напор:

$$\Delta T_{cp} = \frac{\Delta T_{\theta} - \Delta T_{\mu}}{\ln\left(\frac{\Delta T_{\theta}}{\Delta T_{\mu}}\right)}; \text{ - Средний температурный напор;}$$

$$\Delta T_{\theta} = T_{тнвх1} - T_{с2} = 317,8 - 274,4 = 43,4 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ - большой температурный напор;}$$

$$\Delta T_{\mu} = T_{тнвых1} - T_{с2} = 288,6 - 274,4 = 14,2 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ - меньший температурный напор;}$$

$$\Delta T_{cp} = \frac{43,4 - 14,2}{\ln\left(\frac{43,4}{14,2}\right)} = 26,1 \text{ } ^\circ\text{C.}$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		54

4.3. Расчет коэффициентов теплоотдачи и коэффициентов теплопередачи

Для начала найдем коэффициент теплоотдачи для входа

$$\alpha_{1ВХ} = \frac{Nu \cdot \lambda^2}{d_{ВН}}.$$

Где

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43},$$

$$Re_{ВХ} = \frac{\omega_{1ВХ} \cdot d_B}{v_{ВХ}} = \frac{5 \cdot 11 \cdot 10^{-3}}{1,187 \cdot 10^{-7}} = 47,18 \cdot 10^4.$$

При этом $Pr = 0,939$,

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} = 0,021 \cdot (47,18 \cdot 10^4)^{0,8} \cdot 0,939^{0,43} = 707,1,$$

$$\alpha_{1вх} = Nu \cdot \frac{\lambda^2}{d} = 707,1 \cdot \frac{0,524^2}{0,011} = 3,307 \cdot 10^4.$$

Затем найдем коэффициент теплоотдачи для выхода

$$\alpha_{1ВЫХ} = \frac{Nu \cdot \lambda^2}{d_{ВН}}.$$

Где

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43}.$$

Произведем уточнение скорости течения теплоносителя

$$w_{1вых} = \frac{w_{вх} \cdot \rho_{1вх}}{\rho_{1вых}} = 5 \cdot \frac{685,9}{748,8} = 4,6,$$

$$Re_{ВХ} = \frac{\omega_{1ВЫХ} \cdot d_B}{v_{ВЫХ}} = \frac{4,6 \cdot 11 \cdot 10^{-3}}{1,242 \cdot 10^{-7}} = 41,31 \cdot 10^4.$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

При этом $Pr = 0.837$.

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} = 0,021 \cdot (41,31 \cdot 10^4)^{0,8} \cdot 0,837^{0,43} = 605,2 ,$$

$$\alpha_{1ex} = Nu \cdot \frac{\lambda^2}{d} = 605,2 \cdot \frac{0,579^2}{0,011} = 3,131 \cdot 10^4 .$$

Далее нам необходимо найти коэффициенты теплоотдачи от стенки к рабочему телу. Сделаем это также для случаев на входе и на выходе

Определим α_{2BX} по формуле ЦКТИ :

$$\alpha_{2BX} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (T_s - 373)} \cdot q^{0,7} .$$

Где

q – плотность теплового потока, Вт/м²;

T_s – температура насыщения рабочей среды, К.

Это уравнение решают методом решения системы итерационных уравнений для коэффициента теплоотдачи, среднего коэффициента теплопередачи и плотности теплового потока.

Для расчета сначала зададимся базовыми значениями:

$$q_{ex}^I = 3 \cdot 10^5 \text{ Вт/м}^2 ,$$

$$\alpha_{2ex} = 65000 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К} ;$$

$$K_{тех} = 5000 \text{ м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт} .$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		56

Решим систему:

$$\begin{cases} \alpha_{2BX} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (T_s - 373)} \cdot q_{ex}^{0,7}, \\ K_{mnex} = \left(\frac{1}{\alpha_{1ex}} + \frac{1}{\alpha_{2ex}} + \frac{S_{cm}}{L_{cm}} + R_{zp} \right)^{-1}, \\ q_{ex} = K_{mnex} \cdot (T_{1ex} - T_s). \end{cases}$$

С помощью программы MathCad находим конечные искомые сошедшиеся значения:

$$\begin{cases} \alpha_{2BX} = 4,887 \cdot 10^4 \text{ Вт / м}^2 \cdot \text{К}, \\ K_{mnex} = 6050 \text{ К / Вт}, \\ q_{ex} = 2,627 \cdot 10^5 \text{ Вт / м}^2. \end{cases}$$

Повторим аналогичные операции, для нахождения искомых значений для выхода:

$$q_{вых}^I = 3 \cdot 10^5 \text{ Вт / м}^2, ,$$

$$\alpha_{2вых} = 65000 \text{ Вт / м}^2 \cdot \text{К}, ,$$

$$K_{mnвых} = 5000 \text{ К/Вт}, .$$

Решим систему:

$$\begin{cases} \alpha_{2Bых} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (T_s - 373)} \cdot q_{ex}^{0,7}, \\ K_{mnвых} = \left(\frac{1}{\alpha_{1вых}} + \frac{1}{\alpha_{2вых}} + \frac{S_{cm}}{L_{cm}} + R_{zp} \right)^{-1}, \\ q_{вых} = K_{mnвых} \cdot (T_{1вых} - T_s). \end{cases}$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		57

С помощью программы MathCad находим конечные искомые сошедшиеся значения:

$$\begin{cases} \alpha_{2B_{\text{вх}}} = 1,978 \cdot 10^4 \text{ Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{К}, \\ K_{\text{мввх}} = 5074 \text{ К} / \text{Вт}, \\ q_{\text{вх}} = 7,214 \cdot 10^4 \text{ Вт} / \text{м}^2. \end{cases}$$

Следующим шагом будет нахождение среднего коэффициента теплопередачи для парогенератора

$$K_{\text{мсп}} = (K_{\text{мвх}} + K_{\text{мввх}}) \cdot 0,5 = (6050 + 5074) \cdot 0,5 = 5562 \text{ К} / \text{Вт}.$$

Используя результаты проделанных выше расчетов, мы можем найти площадь поверхности теплообмена установки:

$$F = \frac{k_{\text{ср}} \cdot Q_{\text{гр}}}{K_{\text{мсп}} \cdot \Delta T_{\text{ср}}} = \frac{1,1 \cdot 2841 \cdot 10^6}{5562 \cdot 26,1} = 2,153 \cdot 10^4 \text{ м}^2.$$

При этом площадь теплообмена одного парогенератора будет равна:

$$F_{\text{нз}} = \frac{F}{4} = \frac{2,153 \cdot 10^4}{4} = 5,38 \cdot 10^3 \text{ м}^2.$$

Вывод: в результате выполненной работы мы рассчитали расход теплоносителя через парогенератор $G_{\text{нз}} = 4429 \text{ кг/с.}$, построили t-Q диаграмму, нашли средний коэффициент теплопередачи $K_{\text{мсп}} = 5562 \text{ К} / \text{Вт}$, а также рассчитали площадь теплообмена парогенератора $F_{\text{нз}} = 5,38 \cdot 10^3 \text{ м}^2$.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		58

5. РАССЧЕТ ПГ НАСЫЩЕННОГО ПАРА НА ПОВЫШЕННЫХ ПАРАМЕТРАХ УСТАНОВКИ

Целью данного раздела является расчет параметров первого и второго контуров, которые мы получим при планируемом повышении мощности всей установки на 4% от номинального значения.

Так как мы знаем, что повышение мощности происходит за счет увеличения мощности реакторной установки ВВЭР- 1000, то логично начать расчет с изменения параметров первого контура. Предполагается, что повышение мощности первого контура приведет к повышению температуры теплоносителя в каждой из 4-х петель. На первом этапе мы ставим задачу узнать, на сколько изменится эта температура

Несомненно то, что повышение мощности первого контура приведет к симметричному повышению мощности второго контура. Первым это изменение воспримет на себя парогенератор. Именно расчет его конечных параметров мы и ставим своей целью. По итогам расчетов этой части мы должны получить новые значения мощности второго контура, давления насыщенного пара и расхода пара на ПТУ.

Запишем параметры первого и второго контура, полученные в результате расчетов, произведенных ранее:

Таблица 5.1- Исходные данные:

D_2 , кг/с	1513	Расход пара;
$T_{1вх}$, °С	317,8	Температура теплоносителя на входе в ПГ;
$T_{1вых}$, °С	288,6	Температура теплоносителя на выходе из ПГ;

Продолжение таблицы 5.1

P_1 , МПа	15,5	Давление теплоносителя
$T_{пв}$, °C	211,7	Температура питательной воды
P_2 , МПа	5,89	Давление пара
W_1 , м/с	4,2	Средняя скорость воды в трубках
$D_{вн}$, м	0,013	Внутренний диаметр трубок
$S_{ст}$, м	0,0015	Толщина стенок трубок
$R_{от}$, $м^2 \cdot ^\circ C / Вт$	$2 \cdot 10^{-5}$	Термическое сопротивление отложений
$K_{тр}$, $Вт / (м^2 \cdot ^\circ C)$	5562	Средний коэффициент теплопередачи

5.1. Расчет изменившихся параметров давления и расхода рабочего тела, при увеличении мощности установки

В нашем случае, будем рассматривать повышение мощности установки за счет повышения температуры теплоносителя на входе в парогенератор.

Имеем новое значение температуры теплоносителя на входе в парогенератор:

$$T_{тнвх1н} = T_{тнвх1} + 1,2 = 317,8 + 1,2 = 319 \text{ } ^\circ C,$$

Рассчитываем новое значение среднего температурного напора:

$$\Delta T_{\theta} = T_{тнвх1н} - T_{с2} = 319 - 274,4 = 44,6 \text{ } ^\circ C, \text{ - большой температурный напор;}$$

$$\Delta T_{м} = T_{тнвых1} - T_{с2} = 288,6 - 274,4 = 14,2 \text{ } ^\circ C, \text{ - меньший температурный напор;}$$

$$\Delta T_{cp} = \frac{44,6 - 14,2}{\ln\left(\frac{44,6}{14,2}\right)} = 26,6 \text{ } ^\circ C.$$

Определим новую энтальпию теплоносителя на входе в парогенератор

$$h_{\text{тнвх1н}} = f(P1, T_{\text{тнвх1н}}) = 1447 \cdot 10^3 \text{ Дж/кг.}$$

Вычисляем новую мощность реактора, при прежнем значении давления во втором контуре:

$$Q_{\text{реакт}} = G_1 \cdot (h_{\text{тнвх1н}} - h_{\text{тнвых1}}) = 17716 \cdot (1447 \cdot 10^3 - 1277 \cdot 10^3) = 3012 \cdot 10^6 \text{ Вт.}$$

И далее находим новое значение среднего температурного напора из уравнения теплопередачи:

$$\Delta T_{\text{срн}} = \frac{Q_{\text{реакт}}}{K_{\text{тп}} \cdot F} = \frac{3012 \cdot 10^6}{5562 \cdot 2,153 \cdot 10^4} = 25,1^\circ \text{C.}$$

Так как метод итерационный, вычислим погрешность совпадения средних температурных напоров:

$$\delta = \frac{\Delta T_{\text{ср}} - \Delta T_{\text{срн}}}{\Delta T_{\text{срн}}} \cdot 100\% = \frac{26,6 - 25,1}{25,1} \cdot 100\% = 6\%.$$

Из-за получившейся большой погрешности (необходимо, чтобы погрешность была меньше 0,01%) Повторим расчет, увеличив давление в парогенераторе.

Подбираем новое значение давления пара в парогенераторе и повторяем расчет.

Принимаем новое давление равным $P_2 = 6,01 \text{ МПа}$;

Определим новое значение температуры насыщения:

$$T_{\text{с2н}} = f(P2) = 275,7^\circ \text{C.}$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Рассчитываем новое значение среднего температурного напора:

$$\Delta T_{\delta} = T_{\text{тнвх1н}} - T_{s2} = 319 - 275,7 = 43,3 \text{ } ^\circ\text{C}, \text{ - большой температурный напор;}$$

$$\Delta T_{\text{м}} = T_{\text{тнвх1н}} - T_{s2} = 288,6 - 275,7 = 12,9 \text{ } ^\circ\text{C}, \text{ - меньший температурный напор;}$$

$$\Delta T_{\text{ср}} = \frac{43,3 - 12,9}{\ln\left(\frac{43,3}{12,9}\right)} = 25,1 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

И далее находим новое значение среднего температурного напора из уравнения теплопередачи:

$$\Delta T_{\text{срн}} = \frac{Q_{\text{реакн}}}{K_{\text{тн}} \cdot F_{\text{нз}}} = \frac{3012 \cdot 10^6}{5562 \cdot 2,153 \cdot 10^4} = 25,1.$$

Так как метод итерационный, вычислим погрешность совпадения средних температурных напоров:

$$\delta = \frac{\Delta T_{\text{ср}} - \Delta T_{\text{срн}}}{\Delta T_{\text{срн}}} \cdot 100\% = \frac{25,1 - 25,1}{25,1} \cdot 100\% = 0\%.$$

Уточним расход пара из уравнения:

$$D_{2н} = \frac{Q_{\text{реакн}} \cdot \eta_{\text{нз}}}{(h''_{\text{сн}} - h_{\text{нв}})} = \frac{3012 \cdot 10^6 \cdot 0,99}{(2784 \cdot 10^3 - 908 \cdot 10^3)} = 1589 \text{ кг/с.}$$

Где:

$$h''_{\text{сн}} = f(T_{s2н}) = 2784 \cdot 10^3 \text{ Дж/кг.}$$

По итогам расчетов мы получили увеличение тепловой мощности парогенератора, которая будет использоваться для выработки электрической энергии в ПТУ

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Для сравнения результатов будем использовать рассчитанные значения тепловой мощности реакторной установки на 100% и на 104%.

$$Q_{реак} = G_1 \cdot (h_{тнвх1} - h_{тнвых1}) = 17716 \cdot (1439 \cdot 10^3 - 1277 \cdot 10^3) = 2870 \cdot 10^6 \text{ Вт.}$$

Где $G_1 = 17716 \text{ кг/с}$, значение расхода теплоносителя и $h_{тнвх1} = 1439 \cdot 10^3 \text{ кДж/кг}$ значение энтальпии теплоносителя на входе в ПГ (100%).

$$Q_{реакн} = G_1 \cdot (h_{тнвх1н} - h_{тнвых1}) = 17716 \cdot (1447 \cdot 10^3 - 1277 \cdot 10^3) = 3012 \cdot 10^6 \text{ Вт.}$$

Где $h_{тнвх1н} = 1447 \cdot 10^3 \text{ кДж/кг}$, новое значение энтальпии теплоносителя на входе в ПГ (104%).

Используя полученные значения найдем прирост тепловой мощности:

$$\Delta Q = Q_{реакн} - Q_{реак} = 3012 \cdot 10^6 - 2870 \cdot 10^6 = 142 \cdot 10^6 \text{ Вт.}$$

Далее выразим электрическую мощность, которую мы получим, реализовав прирост тепловой мощности на 142 МВт.

Удельный расход тепла на выработку электроэнергии по конденсационному циклу:

$$q_{ЭК} = \frac{3600}{\eta_{эм} \cdot \eta_{ту}} = \frac{3600}{0,98 \cdot 0,360} = 10204 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Для рассчитываемого блока, определим электрическую мощность, дополнительно вырабатываемую по конденсационному циклу:

$$N_{э} = 3600 \cdot \frac{Q_{нг}}{q_{ЭК}} = 3600 \cdot \frac{142}{10204} = 50 \text{ МПа.}$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		63

6. ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ РЕАКТОРА ПО ОБОСНОВАНИЮ ВОЗМОЖНЫХ ПРЕДЕЛОВ ПОВЫШЕНИЯ ИХ МОЩНОСТИ

Целью данного раздела является проверка возможности поднятия мощности установки, за счет увеличения температуры теплоносителя в петле первого контура, путем расчета критического теплового потока, температуры стенки топлива и оболочки ТВЭЛа.

Таблица 6.1 - Исходные данные

Тепловая мощность, МВт	3012
Топливо	UO ₂
Замедлитель	H ₂ O
Теплоноситель	H ₂ O
Параметры теплоносителя:	
Среднее давление ТН в а.з., МПа	15,5
Температура ТН на входе в а.з., °С	288,6
Температура ТН на выходе из а.з., °С	319
Диаметр стержней в ТВС, мм	9,1
Толщина оболочки, мм	0,7
Толщина газового зазора, мм	0,1
Относительный шаг решетки, мм	1,45

6.1. Оценка основных геометрических характеристик активной зоны

Вычисляем энергонапряженность а.з.:

$$\omega = \frac{Q}{V_{a.z.}} = \frac{3012}{27,8} = 108 \text{ МВт/м}^3.$$

Где $V_{a.z.} = 27,8 \text{ м}^3$ - объем а.з.

Укажем высоту а.з. $H_{a.з} = 3,53$ м.

Находим диаметр а.з.:

$$D_{a.з} = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{a.з}}{H_{a.з} \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 27,8}{3,53 \cdot 3,14}} = 3,172 \text{ м.}$$

Тогда площадь а.з.:

$$S_{a.з} = \frac{\pi \cdot D_{a.з}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 3,172^2}{4} = 7,9 \text{ м}^2.$$

Согласно приведенным данным, расположение твэлов осуществляется по треугольной решетке.

Преобразуем элементарную ячейку к виду:

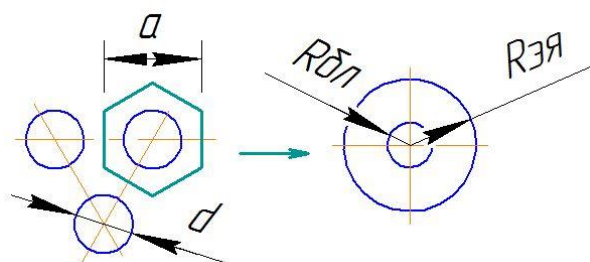


Рисунок 6.1 - Преобразование элементарной ячейки

a - шаг решетки; d - диаметр твэла; $R_{бл}$ - радиус блока; $R_{эя}$ - радиус эквивалентной ячейки

Из рисунка 6.1 видно, что площадь элементарной ячейки равна:

$$S_{эл} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot a^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (13 \cdot 10^{-3})^2 = 2 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Где $a = d_{твэла} \cdot x = 9,1 \cdot 1,45 = 13,2 \text{ мм.}$

Определяем условное число ТВС (уточнение количества ТВС, с учетом симметричного расположения а.з. проведем после вариантного расчета):

$$N_{TBC} = \frac{S_{аз}}{S_{эл} \cdot n_0} = \frac{7,90}{2 \cdot 10^{-4} \cdot 312} = 168.$$

Где n_0 - общее число мест под размещение твэлов и СВП.

Определяем число твэлов в а.з.:

$$\sum n^{твэл} = N_{TBC} \cdot \bar{n}_{TBC}^{твэл} = 168 \cdot (312 - 18) = 482160.$$

Определяем площадь поперечного сечения горючего в ТВЭЛе для $d_{твэл1}$:

$$S_{гор}^{твэл1} = \frac{\pi (d_{твэл1} - 2 \cdot \delta_{об} - 2 \cdot \delta_{зз})^2}{4} = \frac{3,14 \cdot (0,9 - 2 \cdot 0,07 - 2 \cdot 0,01)^2}{4} = 4,42 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2.$$

Где $\delta_{об}$, $\delta_{зз}$ – толщина оболочки твэла и газового зазора соответственно.

Определяем объем горючего в а.з.:

$$V_{гор1}^1 = S_{гор}^{твэл1} \cdot \sum n^{твэл} \cdot H_{аз} = 4,42 \cdot 10^{-5} \cdot 482160 \cdot 3,53 = 4,65 \text{ м}^3.$$

Находим теплопередающую поверхность ТВЭЛов в реакторе:

$$S_{ТО1}^1 = \pi \cdot d_{твэл1} \cdot \sum n^{твэл1} \cdot H_{аз} = 3,14 \cdot 0,009 \cdot 482160 \cdot 3,53 = 4866 \text{ м}^2.$$

6.2. Определение распределения расходов через отдельные ТВС

Рассчитываем площадь проходного сечения ТВС для теплоносителя:

$$S_1^1 = n_0 \cdot (S_{эл} - \frac{\pi}{4} \cdot d_{твэл}^2) = 312 \cdot (2 \cdot 10^{-5} - \frac{3,14}{4} \cdot 0,009^2) = 2,7 \text{ см}^2.$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		66

Определяем средний расход на одну ТВС:

$$G_{TBC1}^1 = \frac{G_P}{N_{TBC1}^1} = \frac{17716}{168} = 105,4 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Средняя температура теплоносителя равна:

$$T_f = \frac{T_{ax} + T_{блх}}{2} = \frac{289 + 319}{2} = 303,8 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Средняя плотность теплоносителя:

$$\bar{\gamma} = f(\bar{P}, T_f) = 718,5 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Находим скорость теплоносителя в центральном сечении:

$$\bar{\omega}_1^1 = \frac{G_{TBC1}^1}{S_1^1 \cdot \bar{\gamma}} = \frac{105,4}{2,7 \cdot 10^{-4} \cdot 718,5} = 5,49 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

6.3. Расчет теплогидравлических характеристик ТВЭЛ

Все расчеты будем проводить для максимально нагруженного ТВЭЛа согласно [7].

Распределение линейного теплового потока по высоте рассчитывается по косинусоидальному закону:

$$q_L(z) = q_{L,0} \cdot \cos\left(\frac{\pi \cdot z}{H_{эф}}\right), \text{ Вт/м.}$$

Где z - высота рассчитываемого участка (макс. $\frac{H_{a.з.}}{2}$), $q_{L,0}$ — тепловой поток в центральной плоскости активной зоны реактора;

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		67

$$q_{L,0} = \frac{Q_{реакт} \cdot K_z \cdot K_r \cdot K_{констр}}{H_0 \cdot N_{TK} \cdot n} = \frac{3012 \cdot 10^6 \cdot 1,51 \cdot 1,35 \cdot 1,25}{3,53 \cdot 168 \cdot 312} = 41,48 \text{ кВт/м.}$$

Где K_r, K_z – коэффициенты неравномерности тепловыделения по радиусу и высоте реактора соответственно;

$K_{констр}$ – конструктивный коэффициент запаса, учитывающий локальные неравномерности тепловыделения. $K_{констр} = 1,25$ согласно с [7].

Принимаем величину эффективной добавки:

$$\delta_{эфф} = 0,07 \text{ м.}$$

Принимаем $K_r = 1,35$ [7] и рассчитываем K_z [7]:

$$K_z = 1,57 \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot \delta_{эфф}}{H_{аз} + \delta_{эфф}} \right)^{-1} = 1,57 \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot 0,07}{3,53 + 0,07} \right)^{-1} = 1,51.$$

А также:

$$H_{эф} = H_{аз} + 2 \cdot \delta_{эфф} = 3,53 + 2 \cdot 0,07 = 3,67 \text{ м.}$$

Далее найдем значение линейного теплового потока на выходе из а.з.

$$q_L \left(\frac{H_{а.з.}}{2} \right) = 41,48 \cdot \cos \left(\frac{\pi \cdot 1,765}{3,67} \right) = 41,46 \text{ кВт/м.}$$

И при этом, мы уже знаем значение линейного теплового потока в центре а.з.

$$q_L(0) = 41,48 \text{ кВт/м.}$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		68

Тепловая нагрузка на единицу поверхности твэла:

$$q_f(z) = \frac{q_L(z)}{\pi \cdot d_{ТВЭЛА} \cdot H_{ТВЭЛ}} \text{ Вт/м}^2.$$

Для расчета в центре твэла:

$$q_f(0) = \frac{41,48 \cdot 10^3}{\pi \cdot 0,009 \cdot (3,53 \cdot 168)} = 2,474 \text{ кВт/м}^2$$

Для расчета на выходе твэла:

$$q_f\left(\frac{H_{a.з.}}{2}\right) = \frac{41,46 \cdot 10^3}{\pi \cdot 0,009 \cdot (3,53 \cdot 168)} = 2,472 \text{ кВт/м}^2$$

В соответствии с расчетами, максимальный тепловой поток будет наблюдаться в центре а.з. Поэтому примем, что $q_f^{\max} = q_f(0) = 2,474 \text{ кВт/м}^2$

В реакторах, охлаждаемых водой, с целью обеспечения надежной эксплуатации твэлов производится расчет критического теплового потока $q^{\text{крит}}$, который сравнивается со значениями $q_f^{\max}$. Если $q^{\text{крит}} > q_f^{\max}$, то кризис теплоотдачи отсутствует. Если $q^{\text{крит}} < q_f^{\max}$, то это свидетельствует о возможности кризиса теплоотдачи, что неприемлемо.

Для наших параметров выбираем следующее выражение [8]:

$$q^{\text{крит}} = 0,65 \cdot (\bar{\rho} \cdot \bar{\omega})^{0,2} \cdot (1-x)^{1,2} \cdot (1,3 - 4,36 \cdot 10^{-2} \cdot p).$$

Где $x = \frac{h_{\text{вых}}^{\max} - h'}{h'' - h'} = \frac{1447 - 1630}{2596 - 1630} = -0,189$ – относительная энтальпия.

$$q_1^{\text{крит}} = 0,65 \cdot (718,5 \cdot 5,49)^{0,2} \cdot (1 - (-0,189))^{1,2} \cdot (1,3 - 4,36 \cdot 10^{-2} \cdot 15,5) = 2,98 \text{ кВт/м}^2.$$

Очевидно, что выполняется условие $q^{\text{крит}} > q_f^{\max}$.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В соответствии с найденными значениями, найдем запас до кризиса теплообмена:

$$K_{кр} = \frac{q_1^{крит}}{q_{f1}^{max1}} = \frac{2,980}{2,474} = 1,2$$

Далее находим распределения температур по максимально нагруженному твэлу

Находим гидравлический диаметр:

$$d_z = \frac{4 \cdot S_{эл}}{\pi \cdot d_{твэл}} = \frac{4 \cdot 1,47}{3,14 \cdot 0,91} = 2,05 \text{ см.}$$

Коэффициент кинематической вязкости, число Прандтля и коэффициент теплопроводности определяем по давлению и средней температуре теплоносителя:

$$\nu_{жс} = 1,21 \cdot 10^{-7} \frac{м^2}{с}; \text{Pr}_{жс} = 0,879; \lambda_{жс} = 0,550 \frac{Вт}{м \cdot К}.$$

Находим число Рейнольдса:

$$\text{Re}_{жс} = \frac{\omega \cdot d_z}{\nu_{жс}} = \frac{5,49 \cdot 0,0205}{1,21 \cdot 10^{-7}} = 93,01 \cdot 10^4.$$

Определяем Nu из [4] для продольного обтекания пучка круглых труб треугольной компоновки:

$$Nu_0 = 0,021 \cdot \text{Re}_{жс}^{0,8} \cdot \text{Pr}_{жс}^{0,43} = 0,0205 \cdot (93,01 \cdot 10^4)^{0,8} \cdot 0,879^{0,43} = 1155;$$

$$Nu = 1,1 \cdot (1,27 \cdot x^2 - 1)^{0,1} \cdot Nu_0 = 1,1 \cdot (1,27 \cdot 1,45^2 - 1)^{0,1} \cdot 1155 = 1337.$$

Где $x=1,45$ - относительный шаг.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		70

Находим коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha = \frac{\lambda_{жс} \cdot Nu}{d_r} = \frac{0,55 \cdot 1155}{0,0205} = 31 \frac{\text{кВт}}{\text{м} \cdot ^\circ \text{C}}.$$

Максимальный температурный напор "стенка – жидкость":

$$\Delta T_{\alpha}^{\max} = \frac{q_f^{\max}}{\alpha} = \frac{2474}{31} = 79,8^\circ \text{C}.$$

Максимальная температура стенки твэла [8]:

$$T_{\text{обнар}}^{\max} = T_{\text{ex}} + \frac{\Delta T_T}{2} + \left(\left(\Delta T_{\alpha}^{\max} \right)^2 + \left(\frac{\Delta T_T}{2 \sin \left(\frac{\pi H_0}{2(H_0 + \delta_{\text{эфф}})} \right)} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} =$$

$$= 288,6 + \frac{30,4}{2} + \left(79,8^2 + \left(\frac{30,4}{2 \sin \left(\frac{3,14 \cdot 3,53}{2 \cdot (3,53 + 0,07)} \right)} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} = 382^\circ \text{C}.$$

Где ΔT_T – максимальная разница температур теплоносителя на выходе и входе а.з.;

Максимальный перепад температуры по оболочке твэла:

$$\Delta T_{\text{об}}^{\max} = q_f^{\max} \cdot \frac{2d_n}{d_n + d_{\text{с}}} \cdot \frac{\delta_{\text{об}}}{\lambda_{\text{об}}} = 2,474 \cdot 10^3 \cdot \frac{2 \cdot 9,1}{9,1 + 7,7} \cdot \frac{0,7 \cdot 10^{-3}}{18,2} = 11^\circ \text{C}.$$

Где $\frac{2d_n}{d_n + d_{\text{с}}}$ – множитель, корректирующий значение потока на средний диаметр оболочки;

$d_{\text{с}} = d_n - 2\delta_{\text{об}}$, d_n – внутренний и наружный диаметр оболочки соответственно;

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		71

$\delta_{об}$ – толщина оболочки;

$\lambda_{об} = 18,2 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$ - коэффициент теплопроводности оболочки из [5].

Максимальный перепад температуры в газовом зазоре:

$$\Delta T_{заз}^{\max} = q_f^{\max} \cdot \frac{2d_n}{d_g + d_m} \cdot k_3 = 2,474 \cdot 10^3 \cdot \frac{2 \cdot 9,1}{7,7 + 7,5} \cdot 2 \cdot 10^{-4} = 59^\circ \text{C}.$$

Где $k_3 = f\left(\frac{\delta_{гз}}{d_g}\right)$ - коэффициент теплопередачи зазора [5] ;

$d_m = d_g - 2\delta_{гз}$ - диаметр топливной таблетки.

Максимальная внутренняя температура оболочки твэла:

$$T_{обвн}^{\max} = T_{обнар}^{\max} + \Delta T_{об}^{\max} = 382 + 11 = 393^\circ \text{C}.$$

Максимальная наружная температура сердечника твэла:

$$T_{горнар}^{\max} = T_{обвн}^{\max} + \Delta T_{заз}^{\max} = 393 + 59 = 452^\circ \text{C}.$$

Принимаем максимальную температуру горючего $T_{гор}^{\max} = 500^\circ \text{C}$.

Средняя температура горючего в максимально напряженном участке равна:

$$\overline{T_{гор}^{\max}} = \frac{T_{горнар}^{\max} + T_{гор}^{\max}}{2} = \frac{452 + 500}{2} = 476^\circ \text{C}.$$

Определяем коэффициент теплопроводности диоксида урана

$\lambda_{гор} = 4,18 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ \text{C}}$ из [6] при $\overline{T_{гор}^{\max}}$ и его плотности $\rho = 10960 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Максимальный перепад температуры в топливном сердечнике:

$$\Delta T_{гор}^{\max} = q_f^{\max} \cdot \frac{2 \cdot d_n}{4 \cdot \lambda_{гор}} = 2,474 \cdot \frac{2 \cdot 9,1}{4 \cdot 4,18} = 182^\circ \text{C}.$$

Максимальная температура топлива [4]:

$$T_{гор}^{\max} = T_{вх} + \frac{\Delta T_T}{2} + \left[\left(\Delta T_{\alpha}^{\max} + \Delta T_{об}^{\max} + \Delta T_{заз}^{\max} + \Delta T_{гор}^{\max} \right)^2 + \left[\frac{\Delta T_T}{2 \sin \left(\frac{\pi H_0}{2(H_0 + \delta_{эфф})} \right)} \right]^2 \right]^{\frac{1}{2}} ;$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		72

$$T_{гор}^{max} = 288,6 + \frac{30,4}{2} + \left[(79,8 + 11 + 59 + 182)^2 + \frac{30,4}{2 \cdot \sin\left(\frac{3,14 \cdot 3,53}{2(3,53 + 0,07)}\right)} \right]^{\frac{1}{2}} = 635,9^{\circ}C.$$

Делаем вывод, что максимальная температура горючего не превышает температуры плавления, равной 2850 °С [7]. Так же выполняется условие

$$q^{крит} > q_f^{max}.$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		73

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела является определение экономического эффекта от повышения мощности энергоблока АЭС с ВВЭР-1000.

Будет дана оценка системной эффективности АЭС с ВВЭР-1000 при работе на сверхноминальном уровне мощности с учетом эффективности топливоиспользования и затрат в модернизацию.

Экономический эффект можно оценить по снижению средней глубины выгорания выгружаемого топлива, объясняемого Доплер-эффектом и повышенным выгоранием на Хе, для условий работы при повышенной мощности аппроксимировано зависимостью, использованной в расчетах:

$$B = B_0 - K \cdot (N_{\text{нов}} - 1)^C \text{.- новое значение глубины выгорания}$$

Где:

$$K = 11,0; \quad C = 1,32; \text{- эмпирические константы.}$$

Это означает, что при повышении мощности энергоблока годовой расход ядерного горючего увеличится.

7.1 Планирование капиталовложений в модернизацию энергоблока

По имеющимся данным для одного энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 общие капитальные вложения (на примере 4-го энергоблока КАЭС) составляют:

$$K_{\text{бл}}(1 \text{ бл.}) = 300 \text{ млн. руб. [9]}$$

Удельные капиталовложения в блок АЭС:

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		74

$$K_{уд}^{1200} = \frac{K_{бл}}{N_y} = \frac{300 \cdot 10^6}{1032 \cdot 10^3} = 286 \text{ руб/кВт} = 4 \text{ дол/кВт}.$$

(Курс доллара ЦБ РФ на январь 2016 г. 1 долл. = 73 руб.)

В основном эти средства были направлены на модернизацию оборудования или его замену.

7.2 Определение годового расхода ядерного горючего

Годовой расход ядерного горючего:

$$B_{год} = \frac{Q_p \cdot 365 \cdot K_y}{\bar{B}}$$

Где Q_p – тепловая мощность реактора, МВт; $K_y = h_y/8670$ – коэффициент использования установленной мощности АЭС; h_y – число часов установленной мощности (для АЭС принимается равным $6000 \div 7000$ часов/год); $\bar{B}$ – средняя глубина выгорания ядерного горючего (для АЭС с ВВЭР-1000 принимается равным 40000 МВт · сут/т,

Для начала рассчитаем годовой расход ядерного горючего при номинальном режиме на 100%

$$B_{год}^{1000} = \frac{2841 \cdot 365 \cdot \frac{6500}{8670}}{40000} = 19,4 \text{ т}.$$

Зная, что при повышении мощности станции на 4% будет вырабатываться дополнительные 50 МВт электроэнергии и 142 МВт тепловой, найдем новое значение глубины выгорания

$$B = 40000 - 11 \cdot (50 - 1)^{1,32} = 38127 \text{ МВт} \cdot \text{сут} / \text{т}.$$

Годовой расход ядерного горючего при номинальном режиме на 104%

$$B_{год}^{1050} = \frac{3142 \cdot 365 \cdot \frac{6500}{8670}}{38127} = 22,5 \text{ т}.$$

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		75

$$\Delta B_{\text{год}}^{1000} = B_{\text{год}}^{1050} - B_{\text{год}}^{1000} = 22,5 - 19,4 = 3,1 \text{ т.}$$

Исходя из найденного значения, можно сделать вывод, что годовой расход топлива увеличится на 3,1 тонны.

7.3 Расчет годовых издержек на топливо

Годовые издержки на топливо могут быть определены следующим образом:

$$I_{\text{т}} = \bar{Y}_{\text{т}} \cdot \Delta B_{\text{год}}^{1000}.$$

$\bar{Y}_{\text{т}}$ – удельные издержки на ядерное топливо, руб /кг.

Удельные издержки на ядерное топливо можно определить по формуле:

$$\bar{Y}_{\text{т}} = (\bar{Y}_{\text{исх.пр.}} + \bar{Y}_{\text{об}} + \bar{Y}_{\text{изг}} + \bar{Y}_{\text{тр}} + \bar{Y}_{\text{выд}}) \cdot 73 = 953 \frac{\text{долл}}{\text{кг}} = 69569 \frac{\text{руб.}}{\text{кг}}.$$

Где $\bar{Y}_{\text{исх.пр.}} = 81$ – удельная стоимость исходного продукта (природного урана), дол/кг; [10]

$\bar{Y}_{\text{об}} = 700$ – удельная стоимость обогащенного урана, дол/кг ; [10]

$\bar{Y}_{\text{изг}} = 100$ – удельная стоимость изготовления ТВС, включая стоимость КМ, дол/кг; [10]

$\bar{Y}_{\text{тр}} = 3$ – удельная стоимость транспортировки ТВС к АЭС, дол/кг; [10]

$\bar{Y}_{\text{выд}} = 25$ – удельная стоимость выдержки отработанного топлива в бассейне АЭС не менее 5 лет, дол/кг; [10]

73 – курс доллара.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		76

Имея данное значение, найдем годовые издержки на дополнительный объем производимой электроэнергии

$$I_T = \bar{Y}_T \cdot \Delta B_{\text{год}}^{1000} = 69569 \cdot 3,1 \cdot 10^3 = 215,7 \text{ млн.руб}$$

7.4 Определение издержек на заработную плату

Издержки на заработную плату с отчислениями на соцстрах при увеличении мощности, в укрупненных расчетах могут быть оценены:

$$I_{\text{зп}} = K_{\text{шт}} \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot \alpha_{\text{сс}} \cdot N_y \cdot$$

Где $K_{\text{шт}} = 1,4$ – штатный коэффициент чел/МВт [11]; $\Phi_{\text{зп}} = 30 \div 50$ МРОТ – среднегодовой фонд заработной платы на одного человека (для Тверской области МРОТ (минимальный размер оплаты труда) на 2015 год составляет 5965 руб); $\alpha_{\text{сс}} = 1,26$ – коэффициент, учитывающий единый социальный налог.

$$I_{\text{зп}}^{1000} = 1,4 \cdot 40 \cdot 5965 \cdot 1,26 \cdot 1000 = 420,9 \text{ млн.руб.},$$

$$I_{\text{зп}}^{1050} = 1,4 \cdot 40 \cdot 5965 \cdot 1,26 \cdot 1050 = 441,9 \text{ млн.руб.},$$

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зп}}^{1050} - I_{\text{зп}}^{1000} = 441,9 - 420,9 = 21 \text{ млн.руб.}$$

Таблица 7.1 - Постоянные издержки на повышенной мощности

	ВВЭР-1000	
Наименование затрат	Значение, руб.	%
Затраты на топливо	$215,7 \cdot 10^6$	91,1
Заработная плата	$21 \cdot 10^6$	8,9
Итого	$236,7 \cdot 10^6$	100

7.5. Оценка прибыли и рентабельности АЭС

Согласно тарифам на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) стоимость 1 МВт · ч в Тверской области составляет 1278,15 руб.

Дополнительная годовая выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \Delta N_y \cdot h_y ,$$

$$\mathcal{E}_{\text{год}}^{1000} = 50 \cdot 10^6 \cdot 6500 = 325,0 \text{ ГВт} \cdot \text{ч} .$$

Тогда экономически обоснованный уровень дополнительной балансовой прибыли АЭС:

$$\text{Пр}_6 = \mathcal{E}_{\text{год}} \cdot T ,$$

$$\text{Пр}_6^{1000} = 325,0 \cdot 10^3 \cdot 1278,15 = 415,4 \text{ млн. руб.}$$

Налог на прибыль, который уплачивается электростанцией:

$$H_{\text{пр}} = 0,2 \cdot \text{Пр}_6 ,$$

$$H_{\text{пр}}^{1000} = 0,2 \cdot 415,4 = 83,1 \text{ млн. руб.},$$

Чистая прибыль, остающаяся в распоряжении электростанции, после уплаты налога на прибыль:

$$\text{Пр}_ч = \text{Пр}_6 - H_{\text{пр}} ,$$

$$\text{Пр}_ч^{1000} = 415,4 - 83,1 = 332,3 \text{ млн. руб.}$$

7.6. Оценка экономической эффективности инвестиций

В качестве критериев экономической эффективности инвестиций наибольшее распространение получили чистый дисконтированный доход, индекс рентабельности проекта, срок окупаемости и внутренняя норма доходности проекта.

Чистый приведенный доход (NPV)

Данный критерий опирается на два положения:

- 1) лучший проект обеспечивает большее значение дохода;

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		78

2) разновременные затраты (доходы) имеют неодинаковую стоимость для инвестора.

В соответствии с этим критерием лучшим проектом будет тот, который обеспечивает большие значения NPV:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{31} \frac{Pr_t + A_t - K_t}{(1+r)^t}.$$

Где второе слагаемое учитывает затраты на первоначальную загрузку АЭС; D_t - чистый доход в t -ом году, существования проекта:

$$D_t = Pr_t + A_t - K_t.$$

Где Pr_t , A_t , K_t - соответственно чистая прибыль, амортизация и инвестиции в t -ом году;

$$T = T_{\text{модерн}} + T_{\text{экспл}} = 1 + 30 = 31 \text{ лет},$$

$$NPV = -300 + \sum_{t=1}^{31} \frac{332,3 - 236,7}{(1 + 0,15)^t} = 329 \text{ млн. руб.}$$

Фактор обесценивания денежных средств с течением времени учитывается процедурой дисконтирования с использованием ставки дисконтирования r . Обоснование величины r является достаточно сложной задачей, при этом это значение не является величиной постоянной, а меняется в зависимости от общего состояния экономики страны, где планируется реализация проекта, так и от отраслевых особенностей реализуемого проекта. В общем случае r принято определять как:

$$r = r_0 + r_{\text{риск}} = 7 + 8 = 15\%.$$

Где r_0 - доходность государственных долговых обязательств РФ, которая определяет минимальный уровень доходности по безрисковому инвестированию средств;

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		79

$r_{\text{риск}}$ – премия за риск, зависящая от отраслевой особенности реализуемого проекта, а также склонности инвесторов к риску в разных условиях рыночной конъюнктуры.

Представим график зависимости NPV от времени, по которому можно определить срок окупаемости проекта.

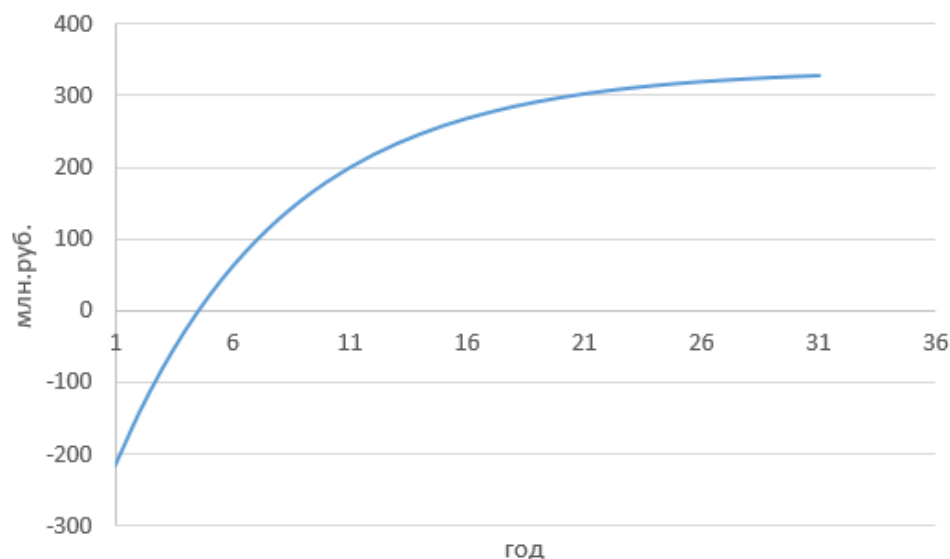


Рисунок 7.1 - Зависимость чистого приведенного дохода от времени

7.6. Срок окупаемости инвестиций

Срок окупаемости инвестиций с учетом фактора времени может быть найден путем решения следующего уравнения относительно $T_{\text{ок}}$:

$$NPV = -\Delta K + \sum_{t=1}^{T_{\text{ок}}} \frac{D_t}{(1+r)^t} = 0,$$

$$NPV = -300 + \sum_{t=1}^{T_{\text{ок}}} \frac{332,3 - 236,7}{(1+0,15)^t} = 0,$$

$$T_{\text{ок}} = 4,5 \text{ лет.}$$

Как видно из уравнения, срок окупаемости проекта – это значение t , при котором NPV равен 0. Лучшим будет вариант инвестирования средств, обеспечивающий минимальное значение $T_{ок}$.

Анализ:

На основании проведенных расчетов, следует отметить, что проект повышения энергомощности АЭС с реактором ВВЭР-1000 на 4%, является проектом с достаточно низким сроком окупаемости. Кроме того, экономический эффект проекта – положительная величина, что приносит прибыль предприятию. Откуда следует, что освоение новой техники в тепловой схеме АЭС имеет экономическую целесообразность.

Итогом работы будет являться водная таблица 2. технико-экономических показателей работы АЭС:

Таблица 7.2 - Техничко-экономические показатели работы АЭС

	Модернизированная установка ВВЭР-1000 104%
Установленная электрическая мощность	1050 МВт
Годовая выработка электроэнергии	325,0 ГВт / ч
Капиталовложения в модернизацию энергоблока	$300 \cdot 10^6$ руб.
Топливные годовые издержки на дополнительную мощность	$215,7 \cdot 10^6$ руб.
Годовые издержки на заработную плату на дополнительную мощность	$21 \cdot 10^6$ руб.
Дополнительная балансовая прибыль	$415,4 \cdot 10^6$ руб.
Налог на прибыль	$83,1 \cdot 10^6$ руб.

Продолжение таблицы 7.2

Чистая прибыль	332,3·10 ⁶ руб.
Чистый приведенный доход проекта	329·10 ⁶ руб.
Срок окупаемости	4,5 года

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		82

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Безопасность человека на производстве является сложной многоуровневой задачей, одним из аспектов которой является социальная ответственность. Практика решения вопросов охраны труда на производстве показывает, что инженерно-технические решения этих вопросов, не могут обеспечить полностью качественную и эффективную защиту работников. Необходимо учитывать человеческий фактор, в том числе, повышать социальную и моральную ответственность работодателей за создаваемые условия труда.

Задачами социальной ответственности являются:

- снижение неблагоприятных воздействий производственных факторов на работника, т.е. установление оптимальных соотношений между факторами производственной среды;
- установление определенных норм допустимых значений каждого из неблагоприятных факторов;
- контроль законодательных органов за соблюдением и выполнением норм допустимых значений;
- обеспечение безопасности выполнения работ как для исполнителя, так и для окружающих;
- разработка конкретных мероприятий по оздоровлению условия труда;
- использование рациональных технических средств защиты работающих от влияния неблагоприятных факторов;
- разработка методов оценки эффективности планируемых и проведенных мероприятий по оздоровлению условий труда.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		83

8.1 Техногенная безопасность

Этот раздел включает вопросы об опасностях которые возникают в процессе работы, их нельзя убрать, поэтому но о них необходимо знать. От этих факторов предусмотрен ряд защитных мер и допустимых барьеров контакта с этими факторами.

Вредные вещества

Не все радиоактивные вещества одинаково вредны. В ходе ядерных реакций образуется значительное количество продуктов деления, большое число различных радионуклидов, часть из которых обладает крайне малой продолжительностью жизни и практически сразу же превращается в другой химический элемент. Однако среди наиболее опасных и долговечных - это йод, цезий и плутоний.

В результате в случае выброса в окружающую среду преимущественно попадают инертные газы (неон, ксенон, криптон). И из-за этой самой инертности опасности они не представляют. Они обладают низкой токсичностью, разлетаются в атмосфере и не участвуют в биологических циклах.

Наиболее заметный след оставляют йод и цезий. Всего существует несколько радиоактивных изотопов йода, однако основной из них – это йод-131, очень слабые дозы которого используются для рентгеновского обследования щитовидной железы. Речь идет о крайне радиоактивном химическом элементе, чей период полураспада составляет восемь дней. В то же время его высокая радиоактивность падает очень быстрыми темпами: в 1000 раз каждые 80 дней.

Цезий-137

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		84

В случае длительного радиоактивного заражения превентивные меры заключаются в контроле за пищевыми цепями. В первую очередь это касается широколистных растений (шпинат, салат) и молока (из-за употребления травы в пищу жвачными животными).

Обеспечение радиационной безопасности требует комплекса многообразных защитных мероприятий, зависящих от конкретных условий работы с источниками ионизирующих излучений, а также от типа источника.

Защита временем основана на сокращении времени работы с источником, что позволяет уменьшить дозы облучения персонала. Этот принцип особенно часто применяется при непосредственной работе персонала с малыми радиоактивностями.

Защита расстоянием – достаточно простой и надежный способ защиты. Это связано со способностью излучения терять свою энергию во взаимодействиях с веществом: чем больше расстояние от источника, тем больше процессов взаимодействия излучения с атомами и молекулами, что в конечном итоге приводит к снижению дозы облучения персонала.

Защита экранами – наиболее эффективный способ защиты от излучений. В зависимости от вида ионизирующих излучений для изготовления экранов применяют различные материалы, а их толщина определяется мощностью и излучением.

Ионизирующее излучение

Все ядерные излучения можно разбить на две группы. К первой группе относятся излучения, представляющие собой потоки заряженных частиц, таких, как альфа-и бета-частицы, протоны и т. п. Вторая группа

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		85

включает в себя все виды электромагнитного излучения, в том числе гамма-лучи, и нейтроны.

Человек, подвергшийся воздействию интенсивного излучения, заболевает лучевой болезнью. Небольшие дозы облучения человек переносит безболезненно. Если облучение повторяется часто, изо дня в день, в течение многих лет, то ежедневная безопасная доза облучения, допускаемая в соответствии с международным соглашением, примерно в 2000 раз меньше той максимальной, которую человек переносит безболезненно при однократном облучении.

Таблица 8.1 - Прогнозируемые уровни облучения, при которых необходимо срочное вмешательство :

Орган или ткань	Поглощенная доза в органе или ткани за 2 суток, Гр
Все тело	1
Легкие	6
Кожа	3
Щитовидная железа	5
Хрусталик глаза	2
Гонады	3

Поскольку лучшей замедляющей способностью обладают легкие элементы, постольку они являются наиболее подходящими материалами для защитных экранов от нейтронного излучения. Для снижения интенсивности потока быстрых нейтронов в миллион раз требуется слой воды толщиной около 25 см или слой свинца толщиной около 78 см.

Выбирая материал для защиты от нейтронов, нужно помнить, что в процессе неупругого рассеяния при замедлении нейтронов испускаются

гамма-лучи. Желательно выбирать такой материал, чтобы это гамма-излучение было минимально возможным.

Гамма-излучение ослабляется гораздо сильнее тяжелыми элементами, чем легкими. Это объясняется тем, что гамма-лучи взаимодействуют в основном с электронами атомных оболочек. У тяжелых элементов электронов больше, они располагаются вокруг ядер в несколько слоев. Поэтому тяжелые элементы сильнее взаимодействуют с гамма-лучами, чем легкие.

Проблему защиты от излучения реактора нельзя разрешить применением двухслойного экранирования так, чтобы первый слой, например из легких элементов, поглощал нейтроны, а второй слой, из тяжелых элементов, поглощал гамма-лучи. Если организовать защиту реактора таким образом, то нейтроны, образовавшиеся при взаимодействии гамма-лучей с ядрами элементов второго слоя защиты, не будут задержаны и выйдут за пределы защитного экрана. Точно так же, если мы попытаемся первый слой изготовить из тяжелых элементов, а второй слой из легких, образовавшееся во втором слое (например, за счет неупругого рассеяния) гамма-излучение не будет поглощено.

Таким образом, защитный экран должен быть изготовлен или из большого количества чередующихся слоев нейтронной защиты и защиты от гамма-излучения, или вообще из однородной смеси тяжелых и легких элементов.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		87

Таблица 8.2 - Основные пределы доз

Нормируемые величины	Пределы доз	
	персонал (группа А)	население
Эффективная доза	20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год	1 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5 мЗв в год
Эквивалентная доза за год в хрусталике глаза	150 мЗв	15 мЗв
Коже	500 мЗв	50 мЗв
Кистях и стопах	500 мЗв	50 мЗв

Вопросы описания производственного освещения, вибрации, метеоусловий, а также техногенной и региональной безопасности, безопасности при ЧС, приведены в Приложении А.

9. СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКА АЭС ВВЭР-1000

Атомная электрическая станция с водо-водяными энергетическими реакторами (ВВЭР) и сами реакторы этого типа имеют много важных физических и инженерно-технических достоинств:

- безопасность и надежность в эксплуатации, сравнительная простота сооружения, наладки и ввода в эксплуатацию, доступность и отработанность технологии воды, являющейся одновременно замедлителем, теплоносителем, биологической защитой и охлаждающей средой при перегрузках топлива;
- большая единичная и удельная мощность;
- возможность перегрузки топлива под слоем воды, глубокое выгорание топлива при небольших начальных обогащениях;
- высокая степень устойчивости вследствие отрицательно - плотностного эффекта реактивности.

Исходя из выше указанного, можно сделать вывод, что корпусной водо-водяной энергетический реактор представляет собой компактную, сравнительно простую и удобную в эксплуатации энергетическую установку, что и определяет высокие перспективы развития реакторов этого типа в будущем.

9.1 Схемы автоматического регулирования мощности энергоблока

Регулирование мощности энергоблока с реакторами ВВЭР осуществляется с помощью автоматического регулятора мощности реактора АРМ5С и регулятора турбины РТ. Регулятор мощности реактора АРМ обеспечивает следующие режимы работы:

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		89

- режим астатического поддержания теплотехнического параметра (давления пара перед турбиной) воздействием на реактор (Т);
- режим астатического поддержания нейтронной мощности (Н);
- режим поддержания теплотехнического параметра по компромиссной программе воздействием на реактор (К);
- стерегущий режим поддержания теплотехнического параметра воздействием на реактор (С).

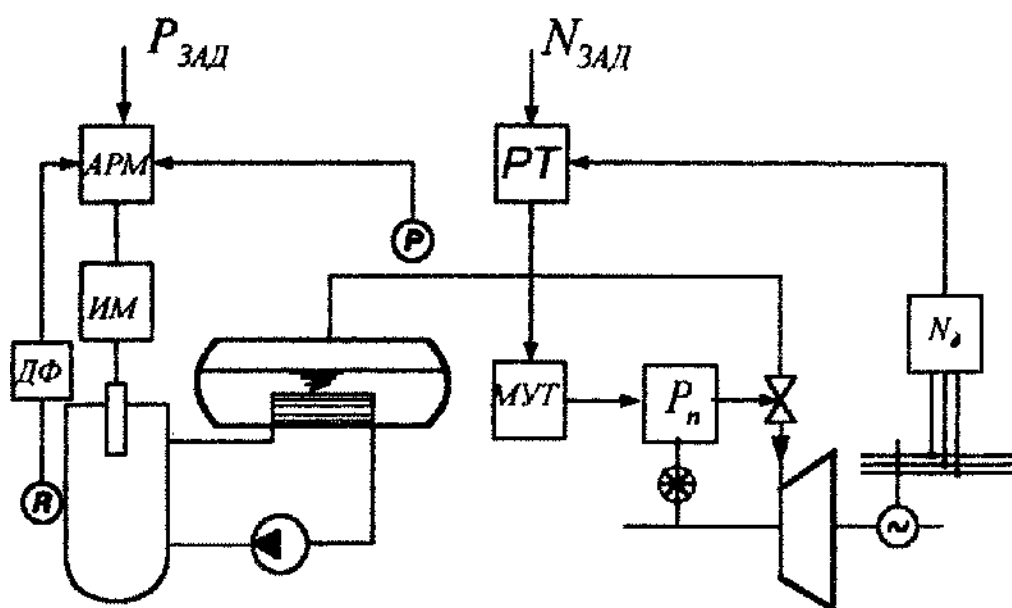


Рисунок 9.1 - Принципиальная схема регулирования мощности энергоблока в режиме "Т"

Если энергоблок работает в базовом режиме, то мощность задается оператором регулятору турбины РТ, который при отклонении действительной мощности от заданной, воздействует на механизм управления турбиной МУТ и с помощью регулятора частоты вращения турбины Рп и регулирующего клапана изменяет расход пара на турбину. Приведение в соответствие мощности турбогенератора и реактора осуществляется регулятором реактора АРМ, который получает сигнал давления пара перед турбиной, сравнивает его с сигналом заданного

значения давления и, в случае их несоответствия, перемещает с помощью исполнительного механизма ИМ регулирующие стержни реактора до восстановления заданного давления. Для изменения мощности энергоблока необходимо изменить заданную мощность, при этом мощность блока изменяется со скоростью 10 МВт/мин.

Возможные внутренние возмущения в реакторе по нейтронному потоку воспринимаются ионизационными камерами, сигнал камер поступает на дифференциатор ДФ, откуда сигнал скорости поступает на АРМ.

В статическом режиме сигнал на выходе ДФ равен нулю и АРМ поддерживает заданное значение давления. Статическая точность поддержания давления составляет $\pm 0,05$ МПа.

Для обеспечения работы энергоблока в регулирующем режиме необходимо заданную мощность блока изменять от регулятора частоты системы (на схеме не показано).

Рассмотрим работу системы при увеличении заданной мощности блока. При этом регулятор турбины РТ воздействует на МУТ, который через регулятор частоты вращения Рп открывает регулирующий клапан турбины.

Расход пара при этом возрастает, статическая характеристика турбины смещается вправо и турбогенератор при неизменной частоте сети принимает новую нагрузку. Увеличение расхода пара приводит к падению давления перед турбиной, что воспринимается регулятором АРМ, который через исполнительный механизм ИМ поднимает регулирующие стержни. Это приводит к увеличению средней температуры теплоносителя 1-го контура, генерации пара в ПГ и восстановлению давления пара перед

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		91

турбиной Стабилизация давления свидетельствует о восстановлении энергетического баланса между паропроизводящей установкой и турбогенератором.

Схема автоматического регулирования энергоблока в режиме Н изображена на рис.9.2 Регулятор мощности реактора АРМ стабилизирует нейтронную мощность воздействием на управляющие стержни. Давление пара перед турбиной стабилизируется регулятором турбины РТ воздействием на МУТ регулятора частоты вращения Рп. Предусмотрен автоматический переход АРМ из режима "Н" в режим "Т" при превышении давления пара в главном паровом коллекторе заданного уровня для организации разгрузки реактора при резком сбросе нагрузки турбогенератора. Описанная схема реализует базовый режим работы энергоблока. Заданная мощность энергоблока поддерживается с точностью $\pm 2\%$.

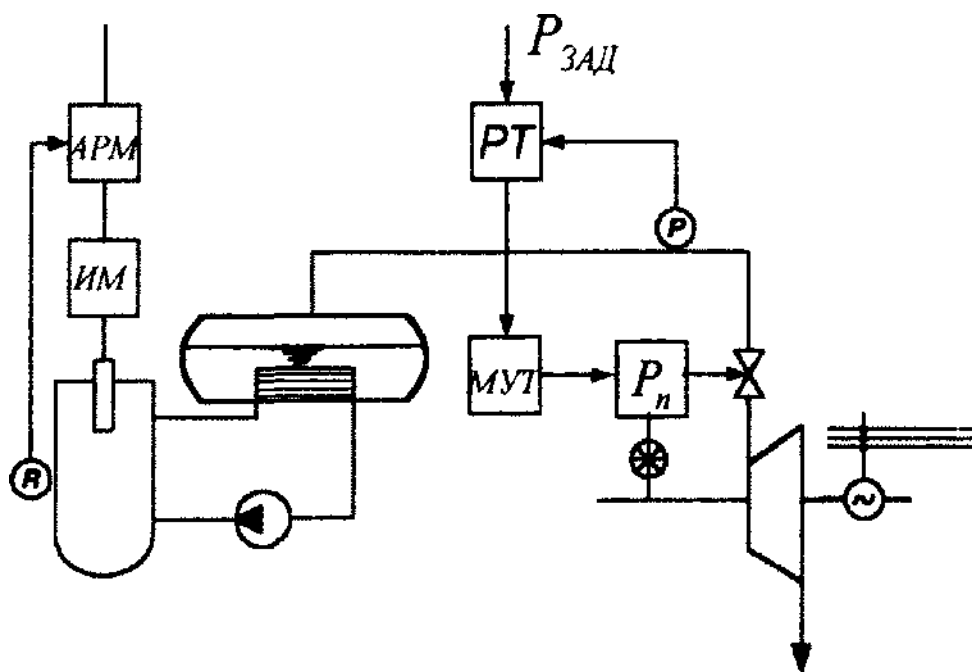


Рисунок 9.2 - Принципиальная схема регулирования мощности в режиме "Н"

Рассмотрим работу этой системы при скачкообразном уменьшении частоты сети. Это возмущение воспринимается регулятором частоты вращения генератора Рп, который практически мгновенно открывает регулирующий клапан турбины. Увеличение расхода пара при прежней паропроизводительности ПГ приводит к уменьшению давления пара. Это уменьшение давления воспринимается регулятором турбины РТ, который через МУТ смещает статическую характеристику турбины вправо, так что при новой пониженной частоте вращения клапан занимает прежнее положение, а давление и мощность возвращаются к первоначальным значениям. В случае, если регулятор частоты сети восстановит требуемую частоту в системе, то процессы регулирования в рассматриваемой АСР пройдут в обратном порядке.

Временные отклонения давления в ГПК могут привести к небольшому изменению средней температуры теплоносителя 1-го контура и через температурный эффект реактивности к изменению нейтронной мощности реактора. В этом случае на некоторое время вступит в работу регулятор нейтронной мощности реактора.

Схема автоматического регулирования энергоблока в режиме "К" изображена на рис.1.3 Она реализует компромиссную программу. Регулятор реактора АРМ измеряет и стабилизирует среднюю температуру теплоносителя 1-го контура воздействием на приводы регулирующих стержней. Изменение давления пара во 2-м контуре воспринимается корректирующим регулятором давления Рр, который через нелинейный элемент (ограничитель) изменяет задание регулятору средней температуры теплоносителя. С изменением $t_{ср}$ восстанавливается давление 2-го контура.

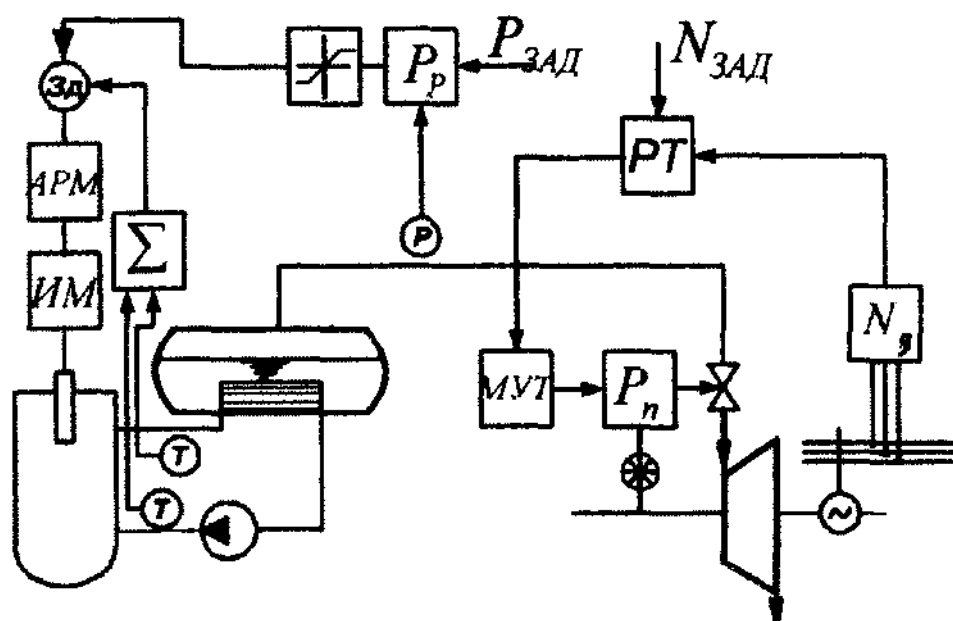


Рисунок 9.3 - Принципиальная схема регулирования мощности энергоблока в режиме "К"

Таким образом, с увеличением мощности энергоблока (через регулятор мощности турбины) до определенного ее значения давление пара перед турбиной сохраняется постоянным и заданным, а средняя температура теплоносителя 1-го контура возрастает. Дальнейшее повышение мощности энергоблока, приводящее к снижению давления пара, не приводит из-за наличия ограничения к изменению задания и соответственно средней температуры 1-го контура. Так реализуется 2-й участок программы регулирования, на котором давление перед турбиной уменьшается.

Зная, что на 3 энергоблоке Калининской АЭС, на котором производились работы по повышению мощности со 100% до 104%, реализована система управления мощностью, описанная рисунком 9.2, будем рассматривать её подробнее.

9.2 Разработка функциональной схемы системы автоматического регулирования мощности энергоблока

Функциональная схема является основным техническим документом, который определяет структуру и характер автоматизации ТП проектируемого объекта и оснащение его средствами автоматизации и приборами.

При разработки функциональной схемы и выборе технических средств должны быть учтены особенности технологического процесса, агрессивность и токсичность сред, пожаро- и взрывобезопасность, точность и быстродействие средств автоматизации.

Отметим некоторые особенности системы газовой КГО, которые отражены на функциональной схеме. Управление и контроль электрической мощностью непосредственно связан с исполнительными механизмами турбины и реактора. Мощность турбины напрямую зависит от двух параметров второго контура- давления (P2) и расхода пара (G2). Информация о величине давления во втором контуре поступает с датчика перед клапаном турбины и представляется оператору на БПУ. На линии свежего пара также имеется датчик расхода пара, которая также передается на БПУ.

Регулировка мощности установки отдельно параметрами второго контура невозможна, так как несовпадение мощности 1-го и 2-го контуров приведет к нарастанию энергонапряженности, что в итоге приведет к разрушению установки. Поэтому в процессе регулирования мощностью 2-го контура, осуществляется согласованное управление мощностью 1-го контура. С датчика контроля нейтронного потока сигнал поступает на дифференциатор, а затем на АРМ. В результате сравнения сигнала с сигналом задатчика вырабатывается сигнал рассогласования.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		95

В качестве объектов управления в системе выступают регулирующие клапаны и сервоприводы, которые управляют опусканием/подъемом стержней СУЗ. Измерение конечной электрической мощности происходит датчиком на электрогенераторе.

Список контролируемых параметров в системе регулирования мощности энергоблока представлен в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Перечень контролируемых технологических параметров

Наименование параметра	Значение параметра (ном.)	Место представления информации
Давление свежего пара	5,89 МПа	Блочный пункт управления (БПУ)
Расход свежего пара перед турбиной	1400-1600 м ³ /ч	БПУ
Мощность нейтронного потока	6хЕ8 нейтр/см ² с	БПУ, АРМ
Суммарная объемная активность ИРГ	1-10 ⁷ МБк/м ³	АРМ КГО

При разработке функциональной схемы были решены следующие задачи:

- представлен список контролируемых технологических параметров и объектов управления;
- места точек отбора измерительной информации определены при разработке принципиальной схемы автоматической системы;
- определены номинальные значения и диапазоны рабочих значений контролируемых параметров;
- выбрана структура измерительных каналов;

- определены методы и технические средства получения, преобразования, передачи и представления измерительной информации;
- выбраны места размещения технических средств автоматизации на трубопроводах, технологическом оборудовании и щитах, а также по месту.

Интерфейс передачи данных с приборов и датчиков обеспечивается стандартом промышленной сети RS-485. Электропитание средств измерения и передачи данных производится от сети постоянного тока напряжением от 20 до 60 В.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		97

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была произведена оценка возможности эксплуатации энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 на повышенной мощности, на примере 3 блока Калининской АЭС.

Произведен расчет параметров оборудования первого и второго контуров на номинальных параметрах работы при 100%, в результате который был получен вывод, что рассчитываемая модель энергоблока достаточно точно совпадает по параметрам 3 блока КАЭС.

Далее производился расчет параметров оборудования энергоблока на работу при повышенной на 4% мощности.

В результате проделанной работы можно сформулировать следующие смысловые выводы:

- увеличение температуры теплоносителя на выходе из реактора на 1,2 °С позволяет получить повышение тепловой мощности на 142 МВт и на 50 МВт электрической мощности;
- характеристики оборудования первого контура допускают работу установки на новых параметрах при повышенной на 4% мощности: запас до кризиса теплообмена составляет не менее 1,2; максимальная температура топлива не превышает $T_{\text{гор}}^{\text{max}} = 636^{\circ}\text{C}$;
- модернизация энергоблока, для работы на новых значениях мощности позволяет получить дополнительную годовую прибыль в размере $332,3 \cdot 10^6$ руб./год, что позволит окупить работы по модернизации за 4,5 года.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		98

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Описание 3 энергоблока Калининской атомной электрической станции. Учебное пособие/ Ледовский В.В. 2006 г.С. 1-50;
2. Описание основных систем турбинного цеха 3 энергоблока Калининской атомной электрической станции. Учебное пособие/ Ледовский В.В. 2006 г.С. 5-43;
- 3 Атомные электростанции. Учебное пособие Томский политехнический университет/ Антонова А.М., Воробьев А.В., 2009. – 275с
4. Атомные электрические станции: Учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа./ Маргулова Т.Х., 1984. 304 с., ил
5. Ядерные энергетические реакторы: Учебник для вузов . — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат./ Дементьев Б.А, 1990. — 352 с.: ил
- 6.. Методика теплового и нейтронно-физического расчетов реактора на тепловых нейтронах. Учебное пособие. Томск, изд. ТПИ им. С.М. Кирова / Беляев С.А., Кузьмин А.В, 1981. – 81с
7. Кириллов П.Л. Справочник по теплогидравлическим расчетам: (ядерные реакторы, теплообменники, парогенераторы) / П. Л. Кириллов, Ю. С. Юрьев, В. П. Бобков. — 2-е изд., испр. и доп. — М. : Энергоатомиздат, 1990. — 360 с
8. Атомный эксперт. Выгодное повышение. <http://atomicexpert.com/content/vygodnoe-povyshenie/> Юрий Марков;
9. Экономика ядерной энергетики. / Синев А.С. – М.: Энергоатомиздат, 1987 г С 239;
10. Экономика ядерной энергетики / Батов В.В., Корякин Ю.И.. – М.: Атомиздат, 1969 г С. 209.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		99

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Производственное освещение.

Ежегодное повышение тарифов на электроэнергию существенно сказывается на увеличении себестоимости продукции предприятий. По этой причине владельцы фабрик и заводов для экономии электричества стремятся внедрять новые технологии. В числе самых эффективных решений этой проблемы пребывает использование для освещения предприятий светодиодных светильников. Такой переход окупается на протяжении 1-3 лет и обеспечивает экономию в 3 раза больше электрической энергии.

Таблица А.1 - Нормы освещенности производственных помещений

Разряд зрительной работы	Характеристика	Подразряд	Освещенность (комбинированная система), Лк	Освещенность (общая система), Лк
III	Высокой точности	A	2000	500
III	Высокой точности	Б	1000	300
III	Высокой точности	В	750	300
III	Высокой точности	Г	400	200

Освещение Реакторного цеха

Самое важное освещение является естественное, но в реакторном отделении, чтобы минимизировать выход неочищенного воздуха из зоны контролируемого доступа, окон не делают. Поэтому во всем реакторном отделении используется искусственное освещение.

Искусственное освещение должно обеспечивать в цехе в любую рабочую смену освещенность, позволяющую выполнять технологические

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		100

операции наладку оборудования без производственных дефектов и травматизма, возникающих по причине недостаточной освещенности. Кроме того, освещенность на каждом участке цеха должна быть такой, при которой исключается возможность чрезмерного утомления работающего в результате зрительного напряжения.

Искусственное освещение выполняется системой одного общего освещения или системой комбинированного освещения, то есть общего и местного. Применение одного местного освещения не допускается.

Система общего освещения может быть выполнена путем равномерного размещения светильников в помещении или путем локализованного размещения с учетом расположения рабочих зон.

Искусственное освещение разделяется на рабочее и аварийное. Рабочее освещение предназначается для обеспечения нормальной работы цеха в темное время суток, а аварийное включается в тех случаях, когда оно необходимо для выхода людей из цеха или продолжения работы в нем при внезапном отключении рабочего освещения. Светильники аварийного освещения должны быть присоединены к отдельной электросети.

Шум

От уровня шума на производстве напрямую зависит здоровье рабочих и их самочувствие. Повышенные уровни шума на разных октавах могут вызывать различные отклонения в здоровье человека, от частичной потери слуха при длительном воздействии, до расстройства всего биоритма организма, при этом изменяется пульс и частота дыхания, что способствует появлению гипертонической болезни. Превышение акустического давления на высоких частотах может вызывать психические расстройства у людей, что выражается в галлюцинациях, необъяснимом паническом

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		101

страхе. При воздействии высоких частот свыше 140 дБ вполне возможно повреждение барабанных перепонки, а при воздействии более высоких свыше 160 дБ, летальный исход. Учитывая многообразие и серьезность воздействий шума в производственной среде на здоровье людей, понятна актуальность данной проблемы.

Меры и средства защиты от шума. Уменьшение шума в самом источнике - наиболее радикальное средство борьбы с шумом, создаваемым оборудованием. Опыт показывает, что эффективность мероприятий по снижению шума оборудования уже работает, поэтому необходимо стремиться к максимальному снижению шума в источнике еще на стадии проектирования оборудования. Это достигается с помощью следующих мероприятий и средств: совершенствование кинематической их схем и конструкций оборудования, проведение статического и динамического уравнивания и балансировки, изготовление деталей, и корпусных деталей из неметаллических материалов (пластмасса, текстолит, резины) чередование металлических и неметаллических деталей, повышение точности изготовления деталей и качества сборки узлов и оборудования, уменьшение зазоров в соединениях уменьшения припусков, применение смазки трущихся деталей, и т. др.

Таблица А.2 - Категория тяжести трудового процесса

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	Легкая физическая нагрузка, дБ	Средняя физическая нагрузка, дБ	Тяжелый труд 1 степени, дБ	Тяжелый труд 2 степени, дБ	Тяжелый труд 3 степени, дБ
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75

Продолжение таблицы А.2

Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Вибрация.

Основные параметры вибрации: частота (Гц), амплитуда колебания (м), период колебания (с), виброскорость (м/с), виброускорение (м/с²).

В зависимости от характера контакта работника с вибрирующим оборудованием различают локальную и общую вибрацию. Локальная вибрация передается в основном через конечности рук и ног. Общая — через опорно-двигательный аппарат. Существует еще и смешанная вибрация, которая воздействует и на конечности, и на весь корпус человека. Локальная вибрация имеет место в основном при работе с вибрирующим ручным инструментом или настольным оборудованием. На АЭС, в частности в производственных помещениях, таких как турбинное отделение и реакторное, преобладает общая вибрация. Происходит вибрация полов, стен и оснований у оборудования .

Воздействие вибрации на организм человека. Тело человека рассматривается как сочетание масс с упругими элементами, имеющими собственные частоты, которые для плечевого пояса, бедер и головы относительно опорной поверхности (положение "стоя") составляют 4~6 Гц, головы относительно плеч (положение "сидя") — 25-30 Гц. Для большинства внутренних органов собственные частоты лежат в диапазоне 6—9 Гц. Общая вибрация с частотой менее 0,7 Гц, определяемая как качка, хотя и неприятна, но не приводит к вибрационной болезни. Следствием такой вибрации является морская болезнь, вызванная нарушением

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		103

нормальной деятельности вестибулярного аппарата по причине резонансных явлений.

При увеличении интенсивности колебаний и длительности их воздействия возникают изменения, приводящие в ряде случаев к развитию профессиональной патологии — вибрационной болезни. Санитарные нормы одночисловых показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности смены 8 часов

Таблица А.3 - Нормативные, скорректированные по частоте и эквивалентные скорректированные значения:

Вид вибрации	Категория вибрации	Нормативные, скорректированные по частоте и эквивалентные скорректированные значения			
		Виброускорения		Виброскорости	
		м/с ²	дБ	м·10 ² /с	дБ
Локальная	-	2	126	2	112
Общая	3(в)	0,014	83	0,028	75

Метеоусловия.

В понятие метеорологических условий производственных помещений или микроклимата входят температура, влажность, скорость движения воздуха, тепловые излучения. Эти физические характеристики воздуха оказывают значительное влияние на протекание жизненных процессов в организме человека. Отрицательное влияние неблагоприятного микроклимата на организм проявляется в снижении производительности труда и изменении состояния здоровья.

Благоприятные (комфортные) метеоусловия в РЦ являются важным фактором в обеспечении высокой производительности труда и

профилактике заболеваний. При несоблюдении гигиенических норм микроклимата не только снижается работоспособность человека, но и возрастает опасность возникновения травм и ряда заболеваний, в том числе профессиональных.

Рабочей зоной считается пространство высотой до 2-х метров над уровнем пола или площадки, на котором находится место постоянного или временного пребывания работающего. Постоянным рабочим местом считается место, на котором работающий находится более 50% своего рабочего времени или более 2-х часов непрерывно. При выполнении работы в различных пунктах рабочей зоны постоянным рабочим местом считается вся рабочая зона.

Температура воздуха в цехе оказывает большое влияние на самочувствие человека и производительность труда. Исследованиями установлено, что при температуре 18 °С человек может работать с полной отдачей. Во время работы в «горячем» микроклимате производительность труда быстро падает и при температуре 30 °С снижается на 20-30%. Это касается как физической, так и умственной работы.

В организме человека непрерывно происходят окислительные процессы, связанные с образованием тепла, которое непрерывно отдается в окружающую среду. Совокупность процессов, обуславливающих теплообмен между организмом и внешней средой, в результате которого температура тела поддерживается примерно на одинаковом уровне, называется терморегуляцией. Теплоотдача организма во внешнюю среду зависит от температуры окружающей среды, от тяжести выполняемой работы, физического состояния и т.д.

Установлено, что при температуре окружающей среды +20°С теплоотдача от тела человека путем конвекции составляет 31%, радиации-

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		105

43%, испарения- 21%, остальное тепло идет на нагревание принимаемой пищи и выдыхаемого воздуха.

При высокой температуре воздуха и облучении кровеносные сосуды поверхности тела расширяются, при этом происходит перемещение крови к периферии – теплоотдача с поверхности тела увеличивается. Теплоотдача с поверхности тела при внешней температуре до $+30^{\circ}\text{C}$ происходит путем конвекции, а при большей температуре – за счет испарения. При понижении температуры кровеносные сосуды сжимаются, кровообращение замедляется и уменьшается теплоотдача.

При температуре реакторного помещения $+26^{\circ}\text{C}$ и выше при работе средней тяжести, роль в теплоотдаче организма играет испарение пота. Именно испарение пота, потому что пот, лишь стекающий с тела, не приносит организму облегчения, не отнимает него тепло.

При понижении относительной влажности воздуха до 20% у человека возникает неприятное ощущение сухости слизистых оболочек верхних дыхательных путей.

Тепловые излучения от нагретых поверхностей играет немаловажную роль в создании неблагоприятных микроклиматических условий в производственных помещениях. Наибольшую опасность возникновения лучистого тепла представляет расплавленный или нагретый до высоких температур металл. Передача тепла может происходить путем конвекции, теплопроводности и излучения.

Действие лучистого тепла не ограничивается изменениями, происходящими на облучаемом участке кожи - на облучение реагирует весь организм. В организме возникают биохимические изменения, наступают

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		106

нарушения в сердечно-сосудистой и нервной системах. При длительном воздействии инфракрасных лучей возникает катаракта глаз.

Лучистая энергия, как и непосредственный контакт с расплавленным металлом (или нагретым), может вызвать тепловые ожоги, которые по степени поражения подразделяются на три вида: первой, второй и третьей степени.

Техносферная безопасность

Этот раздел описывает способы повышения безопасности на рабочем месте, в отличие от техногенных, мы можем воздействовать на техносферные факторы, тем самым уменьшая риск возникновения опасности вреда здоровью.

Электробезопасность

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества. Помещения по электробезопасности подразделяются на 3 группы:

1. Помещение без повышенной опасности (сухое, хорошо отапливаемое, помещение с токонепроводящими полами, с температурой 18—20°, с влажностью 40—50%.

2. Помещение с повышенной опасностью (где имеется один из следующих признаков: повышенная температура, влажность 70—80%, токопроводящие полы, металлическая пыль, наличие заземления, большого количества оборудования). К этой группе относится реакторный цех и его оборудование.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		107

3. Помещения особо опасные, в которых имеется наличие двух признаков из второй группы или имеются в помещении едкие или ядовитые взрывоопасные вещества.

Рабочее место оператора РЦ представляет собой помещение без повышенной опасности. Компьютер оператора поставлен на токонепроводящий материал, все провода питания компьютера изолированы проведены таким образом, чтобы избежать любого контакта с оператором. Также в работе оператора РЦ предусмотрены средства индивидуальной защиты для обеспечения электробезопасности вне рабочего места.

Средства коллективной защиты от поражения электрическим током:

1. Защитное заземление.
2. Защитное отключение.

К средствам индивидуальной защиты, применяемым в электроустановках, относятся: средства защиты головы (каска); глаз и лица (очки, щитки); органов дыхания (респираторы); рук (рукавицы, перчатки).

При выборе конкретных видов СИЗ необходимо помнить, что СИЗ относятся к видам продукции, подлежащей обязательной сертификации.

Пожарная безопасность.

Понятие пожарная безопасность означает состояние объекта, при котором исключается возможность пожара. В случае возникновения пожара в первую очередь необходимо предотвратить воздействие его на людей и обеспечить защиту материальных ценностей, находящихся в зоне горения или вблизи от нее.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		108

Пожарная безопасность объектов народного хозяйства регламентируется межотраслевыми и отраслевыми правилами пожарной безопасности, утверждаемыми министерствами и ведомствами, а также инструкциями по обеспечению пожарной безопасности на отдельных объектах.

Пожароопасными факторами являются открытый огонь, искры, повышенная температура воздуха и предметов, ядовитые продукты горения, дым, пониженная концентрация кислорода, обрушение и повреждение зданий, сооружений, установок, а также взрыв.

К числу организационных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности относятся обучение рабочих и служащих правилам пожарной безопасности, разработка и внедрение норм и правил пожарной безопасности, инструкций о порядке работы с пожароопасными веществами и материалами, организация пожарной охраны объекта.

Категории помещений по пожарной и взрывопожарной опасности определяются исходя из вида находящихся в помещениях горючих веществ и материалов, их количества и пожароопасных свойств, а также исходя из объемно-планировочных решений помещений и характеристик проводимых в них технологических процессов.

Определение категорий помещений следует осуществлять путем последовательной проверки принадлежности помещения к категориям от наиболее опасной (А) к наименее опасной (Д).

К категории А относятся помещения, в которых находятся (обращаются) горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		109

воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа.

К категории Б относятся помещения, в которых находятся (обращаются) горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.

К категориям В1 - В4 относятся помещения, в которых находятся (обращаются) горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они находятся (обращаются), не относятся к категории А или Б.К данной категории относятся реакторные цеха ввиду того, что имеются масла в оборудовании, которое может протечь и привести к пожару.

К категории Г относятся помещения, в которых находятся (обращаются) негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, и (или) горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива.

К категории Д относятся помещения, в которых находятся (обращаются) негорючие вещества и материалы в холодном состоянии.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

К средствам тушения относятся огнетушащие вещества и составы. В качестве средств тушения используют воду, пены (воздушно-механические различной кратности и химические), представляющие собой коллоидные системы, состоящие из пузырьков воздуха или диоксида углерода; инертные газовые разбавители (диоксид углерода, азот, аргон, водяной пар, дымовые газы); гомогенные ингибиторы, низкокипящие галогеноуглероды-хлориды; гетерогенные ингибиторы — огнетушащие порошки; комбинированные составы.

Рабочее место оператора РЦ относится к категории Д. На рабочем месте оператора, в целях обеспечения пожарной безопасности, должно находиться:

- огнетушитель;
- кислородный баллон ;
- защитная маска.

Также рабочее место снабжено указателями выхода, подключенными к аварийному электропитанию.

Региональная безопасность

В этом разделе рассмотрены способы повышения безопасности региона в котором расположен опасный объект.

Санитарно-защитная зона

Санитарно-защитная зона — территория вокруг источника ионизирующего излучения, на которой уровень облучения людей в условиях нормальной эксплуатации данного источника может превысить установленный предел дозы облучения для населения. В санитарно-

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		111

защитной зоне запрещается постоянное и временное проживание людей, вводится режим ограничения хозяйственной деятельности и проводится радиационный контроль.

«Автоматизированная система контроля радиационной обстановки (АСКРО) в режиме реального времени ведет измерение мощности дозы гамма-излучения в 25 точках санитарно-защитной зоны АЭС и зоны наблюдения, осуществляет передачу данных в кризисный центр концерна Росэнергоатом и АСКРО Тверской области».

«Для надежного обнаружения появления радиоактивных веществ в окружающей среде на возможном пути их распространения создано пять контрольно-измерительных барьеров. Это 1) контроль воздушного выброса через главную вентиляционную трубу; 2) контроль на территории станции; 3) контроль водных сбросов; 4) контроль в санитарно-защитной зоне (в радиусе 3-х км от АЭС); 5) контроль в 30-километровой зоне наблюдения».

Защита воздушного бассейна

Система мероприятий, направленных на снижение загрязненности вредными примесями окружающего атмосферного воздуха и вентиляционного воздуха производственных, общественных и жилых помещений. Совокупность физических процессов, определяющих выбор и оптимизацию технических решений по очистке воздуха и обеспечению заданных микроклиматических условий в помещениях, определяют воздушный, тепловой, влажностный, пылевой и газовый режимы здания. Эти режимы составляют сложную биотехническую, многомерную и взаимосвязанную систему, объединяющую процессы воздействия на здание окружающей среды, образования и выделения в воздушную среду помещений вредных веществ, а также процессы и системы очистки воздуха, вентиляционные системы и системы кондиционирования воздуха. Режимы

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		112

здания обуславливают распределение температуры, влагосодержания, концентрацию вредных веществ в воздухе помещений и концентрации загрязнений в выбросах. Пылегазовое состояние помещения определяется совокупностью процессов, связанных с перемещением перерабатываемых материалов, воздуха, пыли, газов и паров, а также пылевоздушных газо- (паро-) воздушных и пылегазо- (паро-) воздушных потоков в помещении и вентиляционных системах и устройствах для очистки воздуха в здании и вне его.

Задачи, которые необходимо решить для определения пылегазового состояния помещения, можно разбить на три группы: внутреннюю, граничную и внешнюю. Внутренняя включает процессы, связанные с образованием вредных веществ в оборудовании и выделением их из оборудования и укрытий, со вторичным образованием и распределением примесей в воздухе помещения. Решение отдельных задач этой группы сводится к осуществлению мероприятий по сокращению образования и выделения вредных веществ в воздух помещений, локализации выделений и устройству местной вентиляции технологического оборудования; вакуумной пылеуборке; очистке воздушной среды помещения и устройству его общеобменной вентиляции; созданию в помещении допустимых уровней запыленности и загазованности воздуха и нормируемых значений его температуры, влажности и подвижности.

Граничная (краевая) задача пылегазового режима здания определяется процессами движения пылегазо- (паро-) воздушных потоков в трубопроводах систем очистки и очистки приточного вентиляционного и вытяжного воздуха от вредных веществ.

Основным направлением обеспечения необходимой чистоты воздуха в помещениях и защиты атмосферного воздуха от загрязнений является

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		113

разработка безотходных и малоотходных технологичных производств. Однако на практике наиболее распространены мероприятия по совершенствованию технологии производства и по борьбе с образованием и выделениями пыли. К ним относятся: замена сухих технологических процессов мокрыми, влажными; переход на новые более совершенные технологии производства; использование более мощного технологического оборудования; компактное расположение технологического оборудования; уменьшение числа и высоты перегрузок измельченных и порошкообразных материалов; механизация и автоматизация технологических процессов и операций; использование гидро- и пневмотранспорта; удаление мелких фракций из материалов; герметизация и уплотнение стыков в оборудовании и на коммуникациях; подготовка измельченных и порошкообразных материалов к переработке.

Защита гидросферы.

Показатели качества воды

Состав природных вод оценивается физическими, химическими и санитарно-бактериологическими показателями.

Физические показатели:

- температура;
- цветность – показатель, обусловленный наличием в воде гуминовых кислот, присутствием соединений железа;
- запахи и привкусы – органолептические показатели качества воды. Запахи вызывают летучие пахнущие вещества. Мутность обусловлена присутствием нерастворенных и коллоидных веществ неорганического (глина, песок) и органического (ил, нефтепродукты, микроорганизмы) происхождения.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		114

Основные источники загрязнения гидросферы

Загрязнение вод проявляется в изменении физических и органолептических свойств, увеличении содержания сульфатов, хлоридов, нитратов, токсичных тяжелых металлов, сокращении растворенного в воде кислорода, появлении радиоактивных элементов, болезнетворных бактерий и других загрязнителей. Подсчитано, что ежегодно в мире сбрасывается более 420 км³ сточных вод.

Основными источниками загрязнения гидросферы являются:

- промышленные сточные воды;
- хозяйственно-бытовые сточные воды;
- дренажные воды с орошаемых земель;
- сельскохозяйственные поля и крупные животноводческие комплексы;
- водный транспорт.

Экозащитные мероприятия

Для защиты поверхностных вод от загрязнения предусматриваются следующие экозащитные мероприятия.

Развитие безотходных и безводных технологий, внедрение систем оборотного водоснабжения – создание замкнутого цикла использования производственных и бытовых сточных вод, когда сточные воды все время находятся в обороте, и попадание их в поверхностные водоемы исключено.

Очистка теплоносителя реактора.

Процесс очистки водного теплоносителя на этапы:

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		115

- первый — приготовление химически обессоленной воды высокой чистоты для первичного заполнения контуров и для последующей их подпитки;
- второй — постоянная очистка теплоносителя, циркулирующего в контуре, а также вод бассейнов выдержки и перегрузки от различных примесей.

Первый этап очистки проводят на так называемых установках химводоочистки (ХВО), а второй — на установках спецводоочистки (СВО) или конденсатоочистки (КО). В ХВО (смотри рисунок 8.1) предусматриваются очистка исходной воды от механических примесей в механических фильтрах, удаление свободной кислоты в декарбонизаторах, а также ионная очистка в анионитовых и катионитовых фильтрах. В механическом фильтре, который заполняется, например, дробленым антрацитом, отделяются грубодисперсные загрязнения. Далее вода очищается в несколько приемов на ионообменных фильтрах.

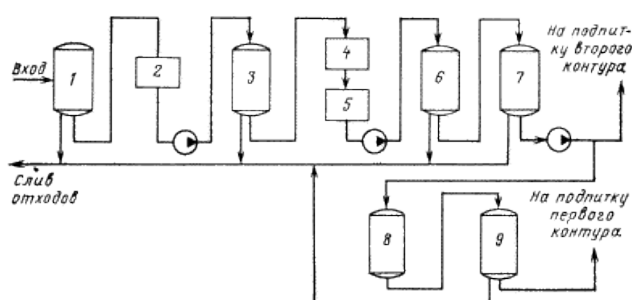


Рисунок А.1 - Принципиальная схема водоочистки

Защита литосферы.

Основные источники радиоактивных отходов (РАО) высокого уровня активности — атомная энергетика (отработанное ядерное топливо) и военные программы (плутоний ядерных боеголовок, отработанное топливо

транспортных реакторов атомных подводных лодок, жидкие отходы радиохимических комбинатов и др.).

Количество РАО, накопленных при производстве ядерного оружия, на порядок (то есть не менее чем в 10 раз) выше отходов ядерной энергетики. Если даже военные программы сократятся, то отходы «мирной» энергетики намного вырастут, поскольку ядерная энергия — один из двух важнейших в обозримом будущем источников энергии, наряду с сожжением углеводородных топлив, производящих опасный для теплового равновесия Земли «парниковый эффект». Предполагается, что к 2000 году в мире будет накоплено около 200 тысяч тонн РАО, из них около 2 тысяч тонн плутония

Понятно, что ни одно техническое решение, ни один искусственный материал не может «работать» в течение тысячелетий. Очевидный вывод: изолировать отходы должна сама природная среда. Рассматривались варианты: захоронить РАО в глубоких океанических впадинах, в донных осадках океанов, в полярных шапках; отправлять их в космос; закладывать их в глубокие слои земной коры. В настоящее время общепринято, что оптимальный путь — захоронение отходов в глубоких геологических формациях.

Форма отходов.

РАО в твердой форме менее склонны к проникновению в окружающую среду (миграции), чем жидкие РАО. Поэтому предполагается, что жидкие РАО будут вначале переводиться в твердую форму (остекловываться, превращаться в керамику и т.п.). Тем не менее, в России все еще практикуется закачка жидких высокоактивных РАО в глубокие подземные горизонты (Красноярск, Томск, Димитровград).

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		117

В настоящее время принята так называемая «многобарьерная» или «глубоко эшелонированная» концепция захоронения. Отходы сперва сдерживаются матрицей (стекло, керамика, топливные таблетки), затем многоцелевым контейнером (используемым для транспортировки и для захоронения), затем сорбирующей (поглощающей) отсыпкой вокруг контейнеров и, наконец, геологической средой.

Последние радиоактивные элементы, которые могут вызвать проблемы со здоровьем в случае выброса или взрыва, это уран-238 и плутоний-239 (небольшое количество плутония всегда образуется при расщеплении урана). Это тяжелые химические элементы, в результате чего они не обладают летучестью и не переносятся на большие расстояния. После аварии в Чернобыле они остались на самой АЭС или рядом с ней. В понедельник вечером представители Терсо заявили, что обнаружили плутоний-239 в пяти образцах почвы со станции «Фукусима». Речь идет о канцерогенном веществе, которое обладает такой же химической токсичностью, что и мышьяк. При вдыхании оно может привести к возникновению рака легких.

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работы в электроустановках, являются:

- а) оформление работы нарядом-допуском (далее нарядом), распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- б) допуск к работе;
- в) надзор во время работы;

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		118

г) оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

Наряд - это задание на производство работы, оформленное на специальном бланке установленной формы и определяющее содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и лиц, ответственных за безопасность выполнения работы, и пр.

По наряду могут производиться работы в электроустановках, выполняемые:

- а) со снятием напряжения;
- б) без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них.

Перед допуском к работе ответственный руководитель и производитель работ совместно с допускающим проверяют выполнение технических мероприятий по подготовке рабочего места.

После проверки подготовки рабочих мест и инструктажа бригады ответственный руководитель работ должен расписаться в предназначенной для этого строке на обратной стороне наряда (только при первичном допуске).

В случае, когда ответственный руководитель не назначается, подготовку рабочего места проверяет производитель работ, который расписывается в наряде.

Изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест запрещается.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		119

При перерыве в работе на протяжении рабочего дня (на обед, по условиям производства работ) бригада выводится из РУ. Наряд остается на руках у производителя работ (наблюдающего). Плакаты, ограждения и заземления остаются на месте. Ни один из членов бригады не имеет права войти после перерыва в РУ в отсутствие производителя работ или наблюдающего.

Допуск бригады после такого перерыва оперативным персоналом не производится. Производитель работ (наблюдающий) сам указывает бригаде место работы.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

За последние 16 лет на российских АЭС не зафиксировано ни одного серьезного нарушения безопасности, классифицируемого выше первого уровня.

Высокая степень безопасности АЭС России обеспечена множеством факторов. Основные из них – это принцип самозащищенности реакторной установки, наличие нескольких барьеров безопасности и многократное дублирование каналов безопасности. Необходимо отметить также применение активных (то есть требующих вмешательства человека и наличия источника энергоснабжения) и пассивных (не требующих вмешательства оператора и источника энергии) систем безопасности.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		120

Обеспечение безопасности эксплуатации реакторов

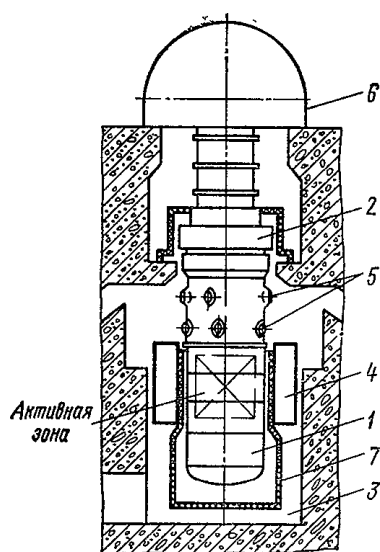


Рисунок А.2 - Принципиальная схема реакторной установки

1-корпус; 2- верхний блок; 3- шахта; 4- кольцевой бак биологической защиты; 5- патрубки циркуляционных трубопроводов; 6- защитный колпак; 7- теплоизоляция корпуса

В реакторах ВВЭР применена композиция активной зоны, которая обеспечивает «самозащищенность» реактора или его «саморегулирование». Если поток нейтронов увеличивается, растет температура в реакторе и повышается паросодержание. Но реакторные установки сконструированы таким образом, что само повышение паросодержания в активной зоне приведет к ускоренному поглощению нейтронов и прекращению цепной реакции. Этот эффект специалисты называют отрицательным «коэффициентом» реактивности, как температурным, так и паровым. Таким образом, сама физика ректора обеспечивает самозащищенность на основе естественных обратных связей («отрицательная реактивность»).

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		121

Чтобы быстро и эффективно остановить цепную реакцию, нужно «поглотить» выделяемые нейтроны. Для этого используется поглотитель (как правило, карбид бора). Стержни с поглотителем вводятся в активную зону, нейтронный поток поглощается, реакция замедляется и прекращается. Для того, чтобы стержни попали в активную зону при любых условиях, на российских АЭС их подвешивают над реактором и удерживают электромагнитами. Такая схема гарантирует опускание стержней даже при обесточивании энергоблока: электромагниты отключатся и стержни войдут в активную зону просто под действием силы тяжести (без каких-либо дополнительных команд персонала). В этом отличие отечественных проектов от американского, использованного в Японии на АЭС «Фукусима-1» (он предполагал введение стержней снизу).

Обеспечение устойчивости к землетрясениям

Стечение природных катаклизмов на территории расположения АЭС в России, которые могут повлечь за собой аварию, сопоставимую с аварией на станции «Фукусима-1», невозможно. В настоящее время все российские АЭС находятся в зонах низкой сейсмоопасности. В европейской части нашей страны, на Великорусской плите, которая считается устойчивым массивом, землетрясения либо не происходят вовсе, либо происходят, но с небольшой интенсивностью (не более 5-6 баллов по шкале Рихтера).

Выбор безопасной площадки предполагает, в частности, определение прогнозируемого уровня сейсмического воздействия, который вычисляется отдельно для каждой площадки и каждого блока. Например, в ходе дополнительных исследований в районе 8-10 балльной сейсмичности могут быть выделены пригодные площадки в пределах 7-балльной зоны сейсмичности и однородных массивов гранитоидов, вдали от эпицентров мелкофокусных землетрясений.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		122

Защита от аварий, террористических атак.

С точки зрения защиты от террористов, все действующие АЭС надежно охраняются Внутренними войсками МВД России, которые имеют необходимое вооружение, технику и оснащение. Система охраны построена таким образом, что любой террорист (нарушитель) будет задержан на линии охраны. Пронос (провоз) на территорию АЭС запрещенных предметов (оружие, боеприпасы и пр.) невозможен, на всех КПП установлены приборы обнаружения и видеонаблюдения. Таким образом, совершение противоправных действий, которые повлекут тяжкие последствия для жизни и здоровья граждан, маловероятно.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		123