

18. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТА АЭС-2006

18.1. Описание энергоблока АЭС-2006

АЭС-2006 – проект российской атомной станции нового поколения «3+» с улучшенными технико-экономическими показателями.

При разработке генерального плана АЭС учтены следующие основные принципы:

модульный принцип застройки промплощадки автономными энергоблоками с возможностью осуществления строительства пусковыми комплексами и очередями;

рациональная блокировка зданий с целью сокращения площади застройки и протяженности инженерных коммуникаций;

обеспечение возможности осуществления мероприятий по физической защите зданий ядерного острова;

рациональное зонирование, включая:

выделение неизменяемой зоны генплана;

размещение взрывоопасных и пожароопасных объектов на удалении от объектов, важных для обеспечения ядерной и радиационной безопасности, а также живучести энергоблока;

учёт эстетических требований к архитектурному облику АЭС, ландшафтных требований.

Рассматривая проект энергоблока, можно выделить важные составляющие, а конкретно блоки-здания.

Паровая камера

Паровая камера предназначена для размещения оборудования и трубопроводов системы защиты парогенераторов от избыточного давления, отсечной арматуры первого контура, системы питательной воды и системы подачи обессоленной воды. Оборудование и трубопроводы всех систем поделены на четыре независимых канала безопасности.

Здание безопасности

Здание безопасности предназначено для размещения оборудования и трубопроводов системы защитных систем безопасности. Каналы безопасности изолированы друг от друга строительными конструкциями. В здании безопасности расположено также оборудование промежуточного контура охлаждения и системы технической воды для ответственных потребителей, системы охлаждения топливного бассейна, системы отвода остаточного тепла.

Здание управления

В помещениях здания управления размещаются системы, обеспечивающие эксплуатацию, контроль и автоматическое управление блоком, а также электроснабжение.

Вспомогательный корпус

Во вспомогательном корпусе размещаются вспомогательные системы первого контура, системы газо- и спецводоочистки, системы обработки отходов, вентиляционные системы зоны контролируемого доступа.

Здание резервной дизельной электростанции системы аварийного электроснабжения

Здание предназначено для питания электроэнергией потребителей систем безопасности в условиях обесточивания АЭС. Здание разделено железобетонными стенами на четыре части, в которых размещается оборудование полностью автономных четырех каналов безопасности.

Здание хранилищ свежего ядерного топлива и твердых радиоактивных отходов

Хранилище свежего ядерного топлива предназначено для приема и хранения топлива и рассчитано по запасам топлива на два блока.

Здание турбины

Объемно-планировочное решение здания турбины в основном определяется структурой и габаритами турбоагрегата, а также компоновкой систем и оборудования второго контура, выбором оборудования деаэрационно-питательной установки.

Здания и сооружения технического водоснабжения

В состав зданий и сооружений технического водоснабжения входят:

насосная станция потребителей здания турбины;

башенная испарительная градирня;

насосная станция ответственных потребителей;

брызгальный бассейн;

камера переключений;

резервная емкость;

насосная станция подпитки.

К прочим зданиям и сооружениям собственно энергоблока относятся:

здание блочной дизельной электростанции;

насосная станция автоматического водяного пожаротушения с резервуарами запаса воды;

сооружения для блочных трансформаторов (входят в состав неизменяемой части проекта);

вентиляционная труба (входит в состав неизменяемой части проекта);

другие общестанционные здания и сооружения.

18.2. Реакторная установка и её элементы

Реактор предназначен для преобразования энергии деления ядерного топлива в тепловую и передачи ее теплоносителю первого контура двухконтурной реакторной установки энергоблока атомной электрической станции. В проекте используется тип реактора – водоводяной под давлением, корпусной, на тепловых нейтронах. ВВЭР корпусного типа номинальной тепловой мощностью 3200 МВт под давлением теплоносителя 16,2 МПа, теплоносителем и замедлителем в реакторе является вода с борной кислотой, концентрация которой изменяется в процессе эксплуатации, в качестве топлива в активной зоне реактора используется слабо обогащенный диоксид урана. Активная зона состоит из 163 тепловыделяющих сборок (ТВС), в которых размещены поглощающие стержни системы управления и защиты (ПС СУЗ). Изображение реактора в сборе показано на рисунке 18.1.

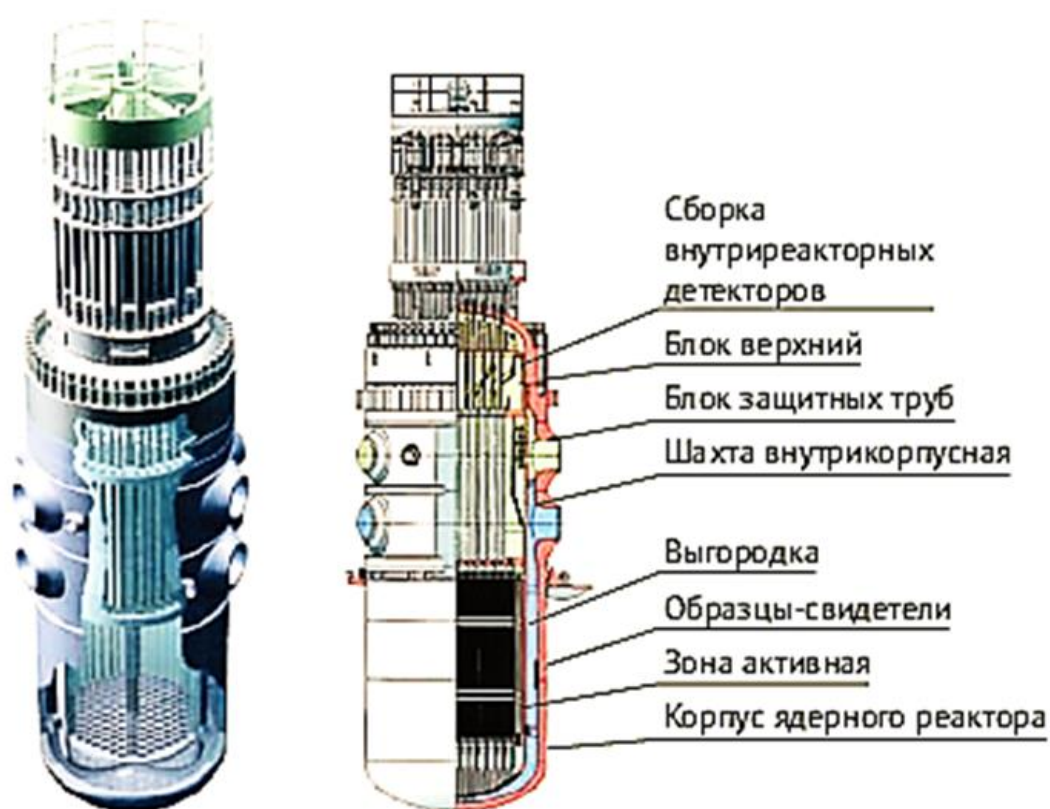


Рисунок 18.1 – Реактор АЭС

Главный циркуляционный насосный агрегат предназначен для создания циркуляции теплоносителя в первом контуре реакторной установки. В проекте используется четыре главных циркуляционных насосных агрегата типа ГЦНА 1391. Изображение показано на рисунке 18.2.

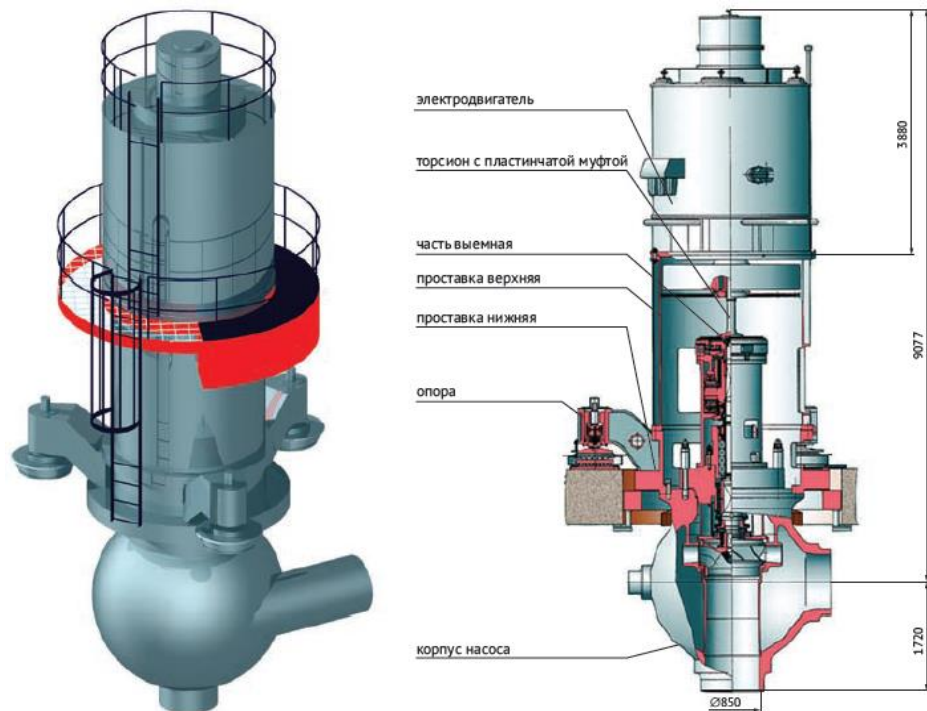


Рисунок 18.2 – Главный циркуляционный насос

Парогенератор предназначен для отвода тепла от теплоносителя первого контура и генерации насыщенного пара. Изображение внешнего вида показано на рисунке 18.3. В проекте используется тип парогенератора – горизонтальный однокорпусной с погруженной поверхностью теплообмена из горизонтально расположенных труб, системой раздачи основной и аварийной питательной воды, погруженным дырчатым листом и паровым коллектором. Четыре горизонтальных парогенератора типа ПГВ-1000МКП с разреженной коридорной компоновкой теплообменных труб в трубном пучке, производительность каждого ПГ составляет (1602 ± 112) т/ч сухого насыщенного пара давлением 7,0 МПа.

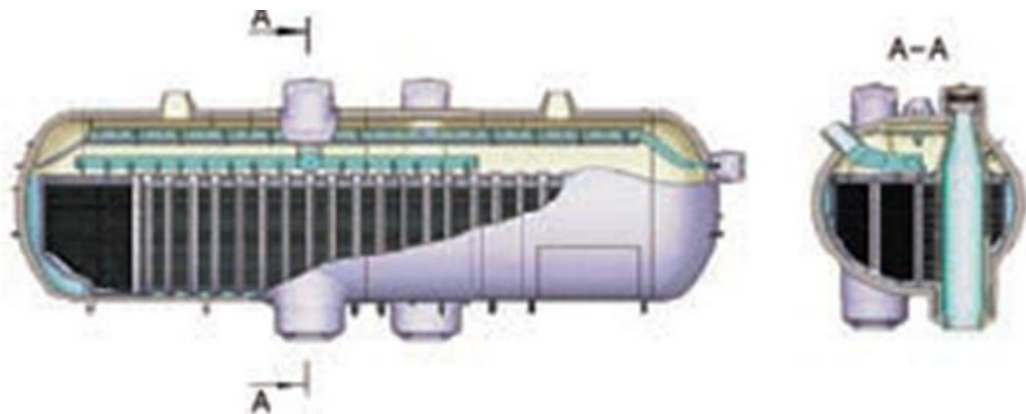


Рисунок 18.3 – Парогенератор

Система компенсации давления, оборудование которой показано на рисунке 18.4, предназначена для ограничения отклонения давления при работе на мощности и в переходных режимах, защиты оборудования и трубопроводов первого контура от превышения давления выше допустимого, а также для создания давления в первом контуре при разогреве и снижения давления при расхолаживании РУ.

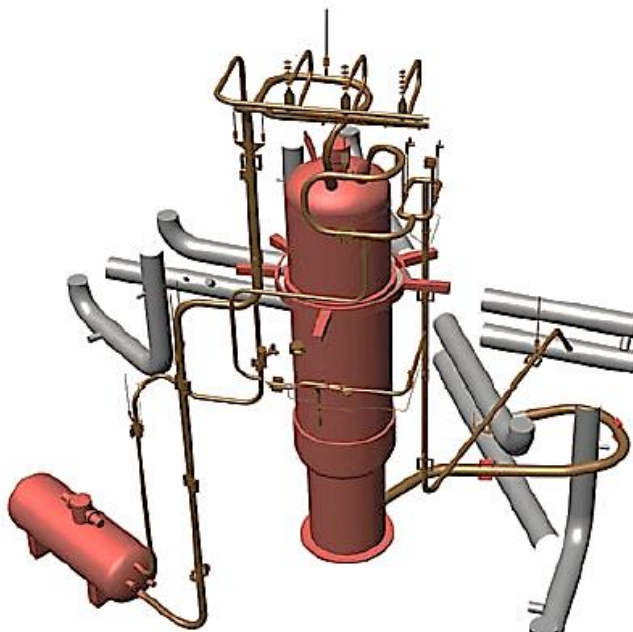


Рисунок 18.4 – Система компенсации давления

Паротурбинная установка предназначена для преобразования потенциальной энергии сжатого и нагретого до температуры насыщения пара в кинетическую энергию вращения ротора турбины. Включает в себя паровую турбину и вспомогательное оборудование, показанные на рисунке 18.5.

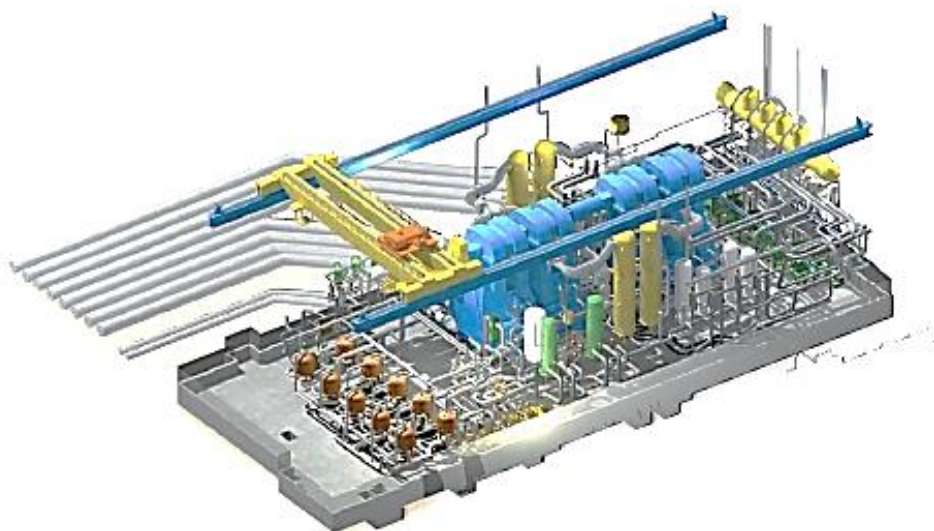


Рисунок 18.5 – Паротурбинная установка

Основные вспомогательные системы РУ

Система продувки-подпитки первого контура

Основные функции нормальной эксплуатации, выполняемые системой продувки-подпитки, должны заключаться в следующем:

восполнять организованные и неорганизованные протечки первого контура;

обеспечивать подачу теплоносителя первого контура на очистку на фильтры установки спецводоочистки и возврат очищенного теплоносителя в контур;

обеспечивать подачу химреагентов в первый контур для поддержания химического состава теплоносителя первого контура;

обеспечивать заполнение первого контура и гидроемкостей САОЗ, а также корректировку уровня и концентрации борной кислоты в гидроемкостях;

обеспечивать создание «стояночной концентрации борной кислоты» в контуре;

обеспечивать расхолаживание компенсатора давления при остановленных ГЦН;

обеспечивать дегазацию теплоносителя при его выводе, при подпитке первого контура, а также при расхолаживании.

обеспечивать компенсацию изменения объема теплоносителя при разогреве и расхолаживании реакторной установки, при изменениях мощности и других режимах;

обеспечивать испытания системы первого контура на прочность и плотность;

обеспечивать режимы маневренности блока.

Системы, обеспечивающие водно-химический режим первого контура

Водно-химический режим первого контура должен обеспечивать:

подавление образования окислительных продуктов радиолиза при работе на мощности;

коррозионную стойкость конструкционных материалов оборудования и трубопроводов в течение проектного срока службы АЭС;

минимизацию отложений на поверхностях тепловыделяющих элементов активной зоны реактора и теплообменной поверхности парогенераторов;

минимизацию накопления активированных продуктов коррозии.

Система очистки теплоносителя первого контура

Система очистки теплоносителя первого контура должна обеспечивать:

очистку теплоносителя первого контура от радиоактивных продуктов коррозии конструкционных материалов первого контура (дисперсная форма);

очистку теплоносителя первого контура от растворенных примесей (анионная и катионная формы) до требований норм.

Система переработки теплоносителя первого контура

Система переработки теплоносителя первого контура должна обеспечивать:

переработку боросодержащих вод, выводимых из первого контура в различных режимах эксплуатации АЭС, с целью получения борного концентрата и чистого конденсата для повторного использования в технологическом цикле АЭС;

переработку организованных боросодержащих дренажей систем, связанных с теплоносителем первого контура и приготовлением борной кислоты;

очистку концентрированного раствора борной кислоты из баков запаса борированной воды высокой концентрации.

Система дренажа оборудования здания реактора

Система выполняет следующие основные функции:

сбор протечек и дренажей теплоносителя первого контура в баке организованных протечек (с последующим возвратом в систему теплоносителя реактора);

сбор боросодержащих протечек и дренажей в соответствующем баке сбора в здании реактора.

Система сжигания водорода

Основное назначение системы:

сбор водородосодержащих газовых сред из оборудования реакторной установки, деаэратора, теплообменника и бака организованных протечек, барботажного бака;

сжигание водорода из смеси газов, поступающего в режимах работы блока на мощности и в режимах пуска и останова блока;

подача смеси газов из контура циркуляции газовой среды после сжигания водорода в систему спецгазоочистки.

Система охлаждения бассейна выдержки отработавшего топлива

Система охлаждения бассейна выдержки должна иметь необходимую степень резервирования активных элементов системы, учитывая необходимость постоянной работы системы и периодического технического обслуживания отдельного оборудования. Должно быть исключено обезвоживание бассейна выдержки в случае разуплотнения любого из трубопроводов системы. Должна быть обеспечена возможность корректировки ВХР и поддержания проектной концентрации борной кислоты в среде бассейна выдержки во всех рассматриваемых режимах.

Система дезактивации

Система должна обеспечивать высокий коэффициент дезактивации, минимальное коррозионное воздействие на конструкционные материалы и образование минимального количества радиоактивных отходов, что достигается применением современных малоотходных методов дезактивации и использованием передвижных модульных установок.

Система собственных нужд энергоблока

Система собственных нужд энергоблока, схема которой представлена на рисунке 18.6 осуществляет электроснабжение технологических систем нормальной эксплуатации и систем, важных для безопасности, включая систему безопасности, системы управления и контроля реакторной и турбогенераторной установок (классы 4Н, 3Н и 2О), обеспечивающих:

работу в нормальных условиях эксплуатации;

расхолаживание и перевод реактора в безопасное подкритичное состояние и поддержание его в этом состоянии в условиях нормальной эксплуатации, аварийных ситуациях, авариях, а также управление запроектными авариями;

контроль за состоянием реакторной установки и необходимое управление и контроль за выполнением основных функций безопасности в случае потери всех внешних источников электроснабжения, рабочих и резервных, и отказа дизель-генераторов.

сохранность основного оборудования при потере рабочих и резервных источников питания.

На энергоблоке предусматриваются следующие системы электроснабжения потребителей собственных нужд:

система нормальной эксплуатации, обеспечивающая потребителей третьей группы (СНЭ);

система надежного электроснабжения нормальной эксплуатации систем, важных для безопасности (СНЭ НЭ), обеспечивающая потребителей второй и первой группы нормальной эксплуатации;

система аварийного электроснабжения (САЭ), обеспечивающая потребителей второй и первой группы системы безопасности.

В соответствии с основными решениями, принятыми в технологической части, по разделению активных технологических систем, важных для безопасности, на четыре канала, каждый из которых дублирует другой по составу оборудования и выполняемой функции, аналогичное деление на четыре канала выполнено в схеме аварийного электроснабжения.

Структура системы электроснабжения определена требованиями, предъявляемыми к электроснабжению со стороны технологических систем нормальной эксплуатации, систем, важных для безопасности, систем безопасности, в соответствии с чем потребители с. н. разделяются на следующие группы по бесперебойности электроснабжения:

первая группа – потребители переменного и постоянного тока, не допускающие по условиям безопасности или сохранности оборудования перерывов питания более чем на доли секунды во всех режимах, включая режим полного исчезновения напряжения от рабочих и резервных источников внешнего электроснабжения, и требующие обязательного наличия напряжения после срабатывания аварийной защиты (АЗ) реактора;

вторая группа – потребители переменного тока, допускающие перерывы в электроснабжении на время, определяемое условиями безопасности и

сохранности основного оборудования, и требующие обязательного наличия питания после срабатывания АЗ реактора;

третья группа – потребители, не предъявляющие повышенных требований к электроснабжению, допускающие перерывы на время АВР и не требующие электропитания после срабатывания АЗ.

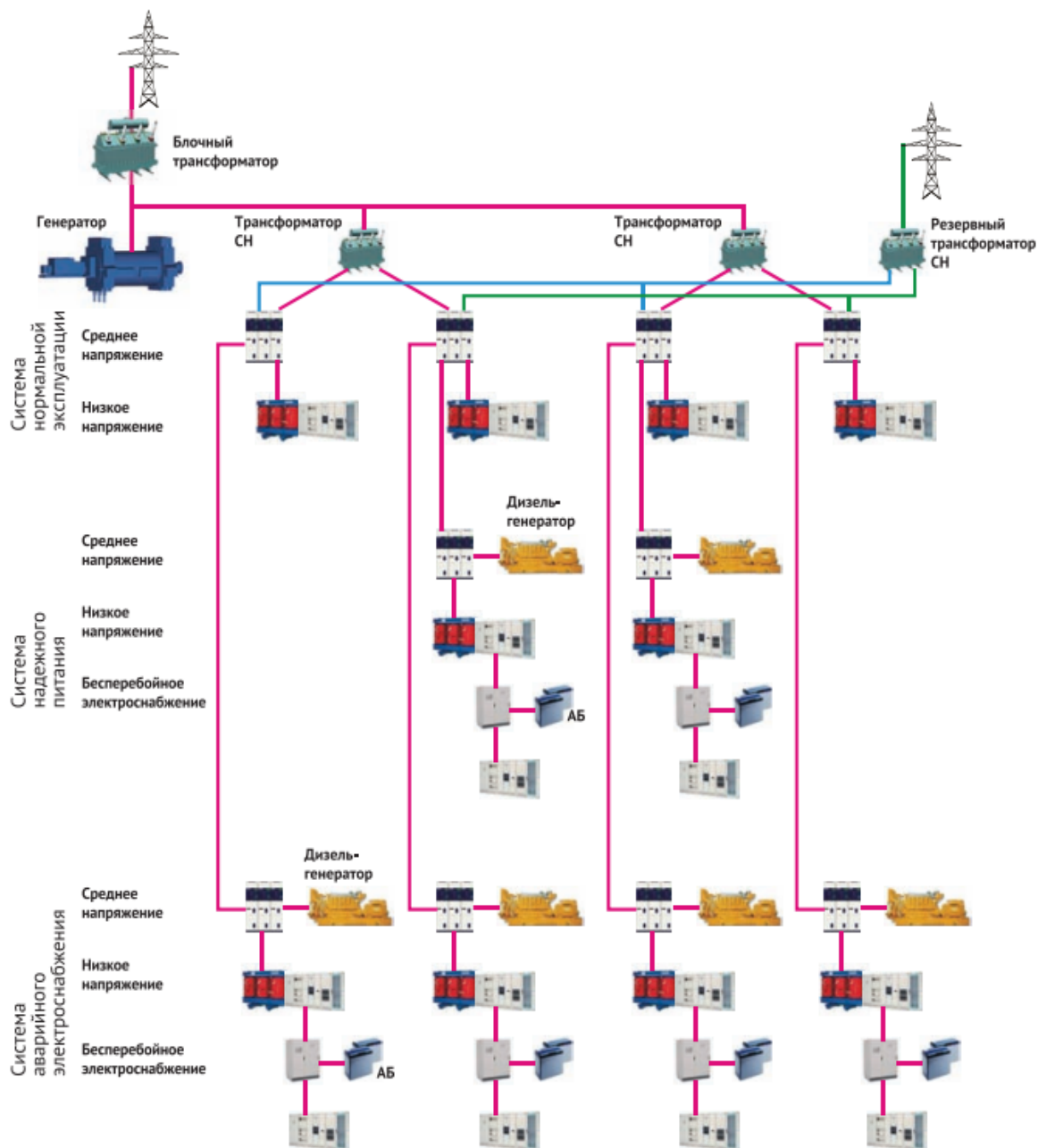


Рисунок 18.6 – Принципиальная схема собственных нужд энергоблока

18.3. Ядерное топливо и активная зона реактора типа ВВЭР-1200

Для АЭС-2006 на основании анализа различных конструкций ТВС, результатов эксплуатации в качестве прототипа выбрана конструкция ТВС-2М,

показанная на рисунке 18.7, как отвечающая всем требованиям ТЗ на РУ. Основные требования к активной зоне со стороны РУ представлены в таблице 18.1.

Таблица 18.1 – Основные требования к активной зоне со стороны РУ

Наименование параметра	Проект АЭС	
	ВВЭР-1000	ВВЭР-1200*
Номинальная тепловая мощность реактора, МВт	3000	3200
КИУМ	0,8	0,92
Количество ТВС, шт.	163	
Количество твэлов в ТВС, шт.	311...312	312
Высота активной зоны, мм.	3530...3680	3730
Давление теплоносителя на выходе из активной зоны, МПа	15,7	16,2
Температура теплоносителя на входе в реактор, °С	290	298,6
Температура теплоносителя на выходе из реактора, °С	319,6	329,7
Паросодержание в горячей струе, %масс.	До 5	До 13
Максимальная линейная нагрузка, Вт/см	448	420
Средняя линейная нагрузка, Вт/см	167	168
Топливные циклы	3x350; 3x1,5; 4x1; 5x1	4x1; 3x1,5; 5x1; 2x2
Максимальное выгорание топлива в ТВС, МВт*сут/кгU	68	70
Масса топлива в активной зоне, кг	85950	87065
Режимы работы с изменением мощности, макс. Скорость	Базовый режим 3%N _{НОМ} /мин	Базовый + маневренный режимы 5%N _{НОМ} /мин
Количество регулируемых ТВС	61	121
Общее количество поглощающих элементов в активной зоне, шт.	18x61	18x121

Исходя из целевых показателей, определенных для РУ ВВЭР-1200 в составе энергоблока АЭС-2006, основные требования к активной зоне для ВВЭР-1200 можно сформулировать как обеспечение современного уровня: надежности;

безопасности;
экономических показателей (КИУМ и т.д.).

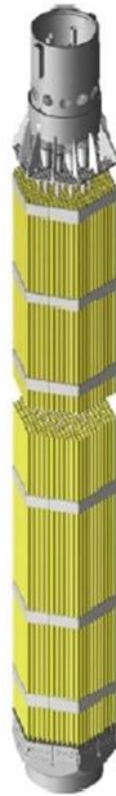


Рисунок 18.7 – Тепловыделяющая сборка

Современный уровень надежности обеспечивается выполнением следующих требований к конструкции ТВС и ПС СУЗ:

- использование лучших апробированных технических решений с учетом эволюционного подхода к модернизации;

- применение технических решений, обеспечивающих максимальную унификацию и преемственность по отношению к разработанным ТВС;

- обеспечение разборности конструкции ТВС с возможностью замены дефектных ТВЭЛОВ;

 - работоспособность при высоких выгораниях;

 - работоспособность в маневренном режиме со скоростью до 5% в широком диапазоне изменения мощности;

 - работоспособность при повышенных параметрах теплоносителя

Безопасность активной зоны обеспечивается:

- высокой надежностью конструкции ее элементов;

- высокой геометрической стабильностью элементов конструкции;

- качеством конструкторских решений, связанных с выполнением функций аварийного останова реактора и исключением чрезмерных реактивных эффектов, приводящих к нарушениям проектных критериев.

Современные экономические показатели определяются выполнением следующих требований к ТВС:

обеспечение максимально возможной загрузки топлива в ТВС для достижения высоких КИУМ;

максимально возможное обогащение топлива (до 5%);

обеспечение топливных циклов с максимальным выгоранием топлива до 70 МВт·сут/кг.

Для обеспечения требований ТЗ по достаточности эффективности аварийной защиты и поддержания ее в этом состоянии при расхолаживании приблизительно до 100°C при текущей концентрации бора в воде первого контура в любой момент кампании без одного наиболее эффективного ОР СУЗ количество приводов в активной зоне РУ АЭС-2006 увеличено до 121 шт.

ТВС-2 (ТВС-2М) является наиболее простой, технологичной в производстве и надежной в эксплуатации конструкцией для ВВЭР-1000. Большая степень проработанности конструкции, проекта и положительные результаты эксплуатации позволили разработать ПООБ активной зоны РУ АЭС-2006 на базе ТВС-2М.

С момента пуска первого реактора ВВЭР непрерывно совершенствуется ядерное топливо с целью повышения эффективности его использования: для увеличения выработки электроэнергии путем повышения тепловой мощности реактора, увеличения коэффициента использования установленной мощности энергоблока, обеспечения работы АЭС в широком диапазоне маневренных режимов и др. Характер усовершенствований тепловыделяющих сборок для реакторов ВВЭР соответствует мировым тенденциям улучшения топлива водородных реакторов.

В результате многолетних исследований сформировалась современная штатная тепловыделяющая сборка типа ВВЭР-1000, являющаяся основой для разработки усовершенствованных видов ядерного топлива как для внедрения на действующих реакторах ВВЭР, так и для реакторов ВВЭР нового поколения (ВВЭР-1000, ВВЭР-1200) и имеющая следующие основные конструктивные особенности:

формоустойчивый циркониевый каркас;

внешний диаметр твэла – 9,1 мм;

толщина циркониевой оболочки твэла – 0,685 мм;

диаметр топливной таблетки – 7,6 мм;

отверстие в центре топливной таблетки;

максимальное обогащение топлива – 4,4%;

высота топливного столба в холодном состоянии – 3530 мм;

выгорающий поглотитель – интегрированный в топливо гадолиний;

среднее выгорание ТВС – в пределах 50 МВт·сут/кг.

Проект активной зоны ВВЭР-1200 предусматривает модернизацию ТВС ВВЭР-1000 на базе технических решений, прошедших опытную эксплуатацию на Балаковской и Калининской АЭС. Данная модернизация направлена на

повышение уровня безопасности эксплуатации, улучшение технико-экономических характеристик и повышение конкурентоспособности реакторной установки (РУ) и АЭС в целом. Требования к топливу для проекта АЭС-2006 отличаются от характеристик топлива для реакторов ВВЭР-1000, так как отличаются требования к реакторным установкам этих проектов. Некоторые типичные характеристики современных реакторов ВВЭР-1000 (РУ В-320) и предполагаемые характеристики перспективных реакторов ВВЭР-1200 приведены в таблице.

При проектировании ядерного топлива для РУ АЭС-2006 решаются следующие задачи: разработка и обоснование использования в ТВС интенсификаторов теплообмена для повышения запаса до кризиса теплоотдачи и снижения паросодержания в теплоносителе; обоснование коррозионной и радиационной стойкости оболочек ТВЭлов в условиях повышенных (в сравнении с ВВЭР-1000) температур, давления и паросодержания; разработка и обоснование модифицированных циркониевых сплавов, постановка их на производство; расчетно-экспериментальное обоснование маневренных характеристик топлива.

Техническим заданием на разработку технического проекта РУ для АЭС-2006 установлены требования к проектной стратегии использования топлива, основанной на применении четырех – пятигодичных топливных циклов с одной перегрузкой в 12 (18) месяцев при максимальном выгорании топлива в ТВС до 70 МВт·сут/кг. Кроме того, оборудование РУ и активная зона реактора должны также обеспечивать возможность работы с межперегрузочным периодом до 24 месяцев.

С учетом установленного требования к значению коэффициента готовности, усредненного за весь срок службы АЭС, не ниже 92%, средняя продолжительность работы топливной загрузки в 12-месячном топливном цикле должна составлять не менее 336 эфф. сут., в 18-месячном – не менее 504 эфф.сут. и в 24-месячном топливном цикле – не менее 672 эфф.сут. При ограничении максимального обогащения топлива до 5% по U-235 указанные топливные циклы могут быть реализованы только при соответствующем увеличении массы урана в ТВС.

Основное направление модернизации конструкции ТВС – максимальное увеличение объема топлива в существующих габаритах активной зоны за счет удлинения топливного столба, увеличения наружного диаметра топливной таблетки и уменьшения или исключения центрального отверстия.

Конструкция ТВС-2М обеспечивает возможность максимального удлинения топливного столба. Она также более приспособлена к любым усовершенствованиям, применима для любых внедряемых или планируемых топливных циклов. Большая степень проработанности конструкции, проекта и положительные результаты эксплуатации позволили разработать отчет по обоснованию безопасности активной зоны РУ АЭС-2006 на базе ТВС-2М.

Эволюцию ТВС в части увеличения объема топлива в активной зоне осуществляется в три этапа.

В первый этап входит разработка ТВС-2006 «базовой» конструкции на базе ТВС-2М с увеличенным на 50 мм топливным столбом (топливные циклы 3x18 месяцев и 5x12 месяцев, среднее выгорание по ТВС – до 62 МВт·сут/кг, маневрирование в диапазоне 100 – 75 – 100% $N_{\text{ном}}$). Первый этап выполнен на основе существующей конструкции (диаметр таблетки – 7,6 мм, центрального отверстия – 1,2 мм; высота газосборника твэла – 252 мм; высота столба топлива в холодном состоянии – 3730 мм; загрузка UO_2 в ТВС ~ 530 кг).

На втором этапе, который продлился с 2011 по 2012 годы, должна быть разработана кассета для 24-месячного топливного цикла и выгорания до 70 МВт·сут/кг. Для этого предусматривается переход на топливную таблетку диаметром 7,8 мм без центрального отверстия; при этом загрузка UO_2 в ТВС на данном этапе разработки составит 570,8 кг.

Третий этап предусматривает увеличение высоты топливного столба до 3780 мм за счет сокращения высоты газосборника, загрузка UO_2 в ТВС при этом увеличится до 578,5 кг. Дальнейшие направления развития ТВС-2006 определяются по результатам анализа возможности повышения обогащения свыше 5% и эффективности применения уран-эрбиевого топлива.

Перспективы улучшения топливоиспользования

На сегодняшний день практически достигнуты граничные значения параметров: почти 5% обогащения по урану-235, использованы все возможности по увеличению высоты топливного столба, максимально снижен диаметр центрального отверстия в топливной таблетке (в некоторых модификациях ТВС отверстие в таблетке отсутствует).

Основой для дальнейшего улучшения эксплуатационных свойств ТВС являются:

завершение опытной эксплуатации некоторых видов топлива,

доработка конструкции ТВС в части оптимизации использования перемешивающих решеток (этот элемент конструкции позволяет интенсифицировать теплосъем и избежать перегрева твэлов при повышении энерговыделения в ТВС),

внедрение профилированного топлива по высоте ТВС (в целях оптимизации топливоиспользования),

испытание новых конструкционных материалов.

Последующее эволюционное развитие топлива ВВЭР, по-видимому, будет осуществляться в направлении дальнейшего увеличения энергопотенциала ТВС за счет увеличения обогащения топлива свыше 5%. Обогащение 5% является в настоящее время исторически сложившимся пределом обогащения топлива для легководных реакторов как в России, так и за рубежом. На это значение обогащения спроектировано и лицензировано оборудование по производству и транспортировке топлива. Как правило, на это

обогащение выполняются современные обоснования безопасности АЭС с легководными реакторами.

Формирование и обоснование безопасности текущих топливных загрузок на АЭС с реакторами ВВЭР

Одним из важнейших условий безопасной эксплуатации АЭС является формирование топливных загрузок, удовлетворяющих требованиям ядерной безопасности. Каждая новая модель тепловыделяющих сборок проходит полный цикл разработки, испытаний и исследований, включая обоснование безопасности топливных циклов на их основе. Для этого проектными организациями при разработке новых топливных циклов определяется, в частности, диапазон изменения основных нейтронно-физических характеристик, влияющих на ядерную безопасность, так называемые «рамочные» параметры, которым в процессе эксплуатации должны соответствовать реальные топливные загрузки.

Формирование и нейтронно-физический расчет очередных топливных загрузок энергоблоков с реакторами ВВЭР производится персоналом АЭС с учетом утвержденных графиков ремонтов и выработки электроэнергии. Активные зоны комплектуются типами ТВС, содержащимися в технических условиях на топливо и в обоснованиях безопасности. Номенклатура ТВС подпитки, схемы перегрузок ТВС выбираются в соответствии с обоснованной в проекте общей стратегией топливного цикла.

Реальные топливные загрузки, как правило, отличаются от проектных топливных загрузок. Эти отличия обусловлены отклонениями в графике выработки электроэнергии в связи с требованиями энергосистемы и различными эксплуатационными ограничениями. Поэтому возникает необходимость в проверке нейтронно-физических характеристик текущих топливных загрузок с целью подтверждения их соответствия проектным требованиям безопасности («рамочным» параметрам). Выполнение установленных ограничений для нейтронно-физических характеристик является одним из основных факторов для разрешения эксплуатации энергоблока на заявленной мощности.

Важность контроля нейтронно-физических характеристик текущих топливных загрузок возрастает в период эксплуатации АЭС на повышенной мощности.

Основные направления развития ядерного топлива: повышение эксплуатационной надежности и эксплуатационного ресурса ТВС; реализация на АЭС безопасных и экономически эффективных топливных циклов, включая увеличение выгорания топлива, создание условий для повышения тепловой мощности энергоблоков, увеличение длительности топливных кампаний, уменьшение нейтронной нагрузки на корпус реактора. При этом ставится задача максимально учитывать интересы потребителей и в полном объеме удовлетворять их требования к экономическим и техническим показателям ядерного топлива, отвечающим стратегиям эксплуатации АЭС и требованиям энергосистем.

18.4. Главный циркуляционный насосный агрегат

Главные циркуляционные насосы предназначены для отвода тепла от активной зоны реактора и передачи его воде второго контура в барабанах-сепараторах (одноконтурные АЭС с реактором РБМК) и в парогенераторах (двухконтурные АЭС с реакторами ВВЭР). В качестве ГЦН на АЭС с водным теплоносителем применяются насосы с уплотнением вала и выносным электродвигателем.

Главный циркуляционный насосный агрегат ГЦНА-1391 предназначен для создания циркуляции теплоносителя в замкнутом контуре АЭС с ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 и несёт дополнительную функцию обеспечения циркуляции теплоносителя и охлаждения реактора при нарушении подачи электропитания.

ГЦНА представляет собой вертикальный, центробежный, одноступенчатый насос с блоком торцевого уплотнения вала, консольным рабочим колесом, осевым подводом воды и выносным асинхронным электродвигателем (с маховиком).

Агрегат оснащен:

для восприятия сейсмических нагрузок двумя поясами раскрепления;

для ограничения аварийного перемещения при разрыве трубопровода первого контура упорами.

Насос относится к 1 классу безопасности по НП-001-97 и I категории сейсмостойкости по НП-031-01.

В состав ГЦНА входят следующие части:

основные части, изготавливающиеся из нержавеющей стали;

гидравлическая часть представляет собой стальной сварно-кованный сферический корпус.

Блок торцевых уплотнений ГЦНА предотвращает протечки радиоактивной воды первого контура, используется материал силицированный графит. Циркуляция первого контура обеспечивается рабочим колесом центробежного типа. Охлаждение и смазка подшипников насоса осуществляется водой. ГЦНА установлен на подвижных роликовых опорах.

На один блок атомной станции поставляется четыре ГЦНА. Насосы устанавливаются в главный циркуляционный трубопровод, обеспечивают охлаждение реактора и циркуляцию теплоносителя первого контура АЭС.

Подшипники электродвигателя ГЦНА смазываются негорючей смазкой.

В целом следует отметить, что изготовление оборудования РУ может быть осуществлено промышленностью по обработанной технологии без существенного увеличения затрат.

18.5. Парогенератор

Парогенераторы относятся к числу наиболее ответственного теплообменного оборудования, поставляемого на атомные электростанции.

Парогенераторы для АЭС с реакторами типа ВВЭР представляют собой рекуперативный теплообменный аппарат с погруженной поверхностью теплообмена, выполненной из горизонтально расположенных U-образных теплообменных змеевиков. Змеевики своими концами закреплены в вертикальные цилиндрические коллектора теплоносителя. Заделка змеевиков в коллектора - комбинированная: сварка, гидравлическая раздача, механическая довальцовка.

Вертикальные ПГ – хорошо освоенная концепция, которая с давних времён применяется на АЭС с водо-водяными реакторами PWR. В отличие от них, на российских (советских) ВВЭР используются ПГ с горизонтальным цилиндрическим корпусом и горизонтальными змеевиками поверхности теплообмена.

Отечественные ПГ заделаны в вертикальные коллекторы теплоносителя первого контура. Осушение пара происходит в верхней части объёма корпуса путем гравитационной сепарации. Материал трубчатки – аустенитная сталь типа 08X18H10T с содержанием никеля 10%.

Выбор в пользу горизонтального расположения ПГ в блоках с ВВЭР был сделан во второй половине 50-ых годов не в последнюю очередь благодаря накопленному опыту создания и эксплуатации горизонтальных ПГ для Первой АЭС и промышленных реакторов.

Вместе с тем, отечественные специалисты не отказывались посмотреть на практике возможность использования вертикальных ПГ – так было сделано, в частности, на АЭС "Райнсберг" (ГДР).

При создании проекта ПГВ-1000МКП ("АЭС-2006"), диаметр корпуса парогенератора выбирался максимально возможным, исходя из транспортировки ПГ по железной дороге, поэтому увеличение диаметра корпуса, исключая такую возможность, представляется не рациональным. С целью обеспечения ресурса ПГ в 60 лет была проработана коридорная компоновка труб, причем шаги труб в пучке выбирались исходя не из гидродинамических особенностей движения сред, а исходя из набивки парогенератора 10978 трубами по 120 штук в заполненном окружном ряду коллектора теплоносителя, как в проекте ПГВ-1000М.

Для уменьшения габаритов ПГ в его корпусе требуется поместить как можно больше теплообменных труб. Одновременно с этим, более плотная компоновка труб не должна приводить к образованию паровых пробок в циркуляционном контуре парогенератора. В настоящий момент не существует строгих рекомендаций по выбору шагов в теплообменном пучке, так же как и нет расчетных средств для их обоснования.

18.6. Структура систем безопасности АЭС-2006

Принцип глубоководной защиты

В основу обеспечения безопасности в проекте АЭС заложен принцип глубоководной защиты, основные элементы которого представлены

на рисунке 18.8. Этот принцип заключается в применении системы барьеров на пути распространения ионизирующих излучений и радиоактивных веществ в окружающую среду и системы технических и организационных мер по защите барьеров и сохранению их эффективности и непосредственно по защите населения. Применение принципа глубокоэшелонированной защиты позволяет выполнить требования полноты учета возможных состояний АЭС с обеспечением разумной достаточности мер безопасности.

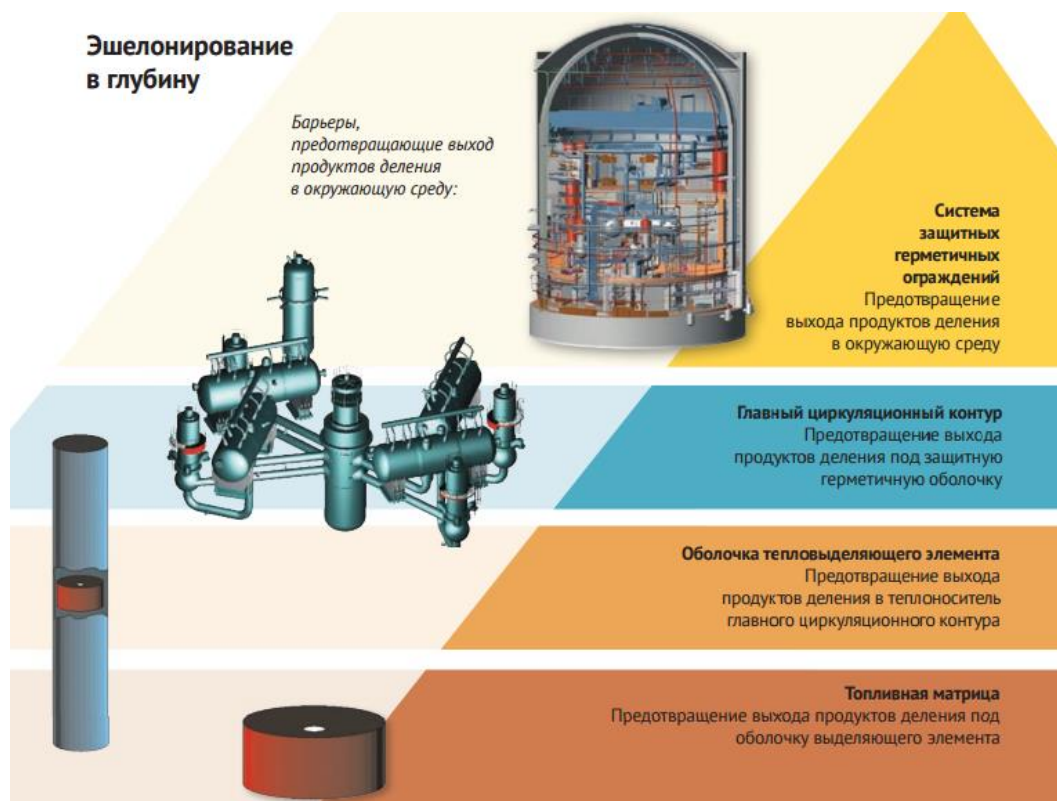


Рисунок 18.8 – основные элементы, реализующие принцип глубокоэшелонированной защиты

Система технических и организационных мер

Первый уровень:

консервативный проект, основанный на использовании современных норм;

обеспечение качества на всех стадиях создания АЭС;

контроль состояния барьер.

Второй уровень:

управление при нарушениях эксплуатации и выявлении отказов. Этот уровень включает в себя защиты и блокировки, резервные механизмы нормальной эксплуатации и предусматривается для обеспечения постоянной целостности барьеров.

Третий уровень:

Защитные, управляющие, локализирующие и обеспечивающие системы безопасности, которые предусматриваются в проекте для предотвращения развития отказов и ошибок персонала в проектные аварии, а проектных аварий в запроектные аварии и для удержания радиоактивных продуктов внутри системы локализации.

Четвертый уровень:

управление аварией, включая защиту локализирующих функций.

Пятый уровень:

противоаварийные меры вне площадки с целью ослабления последствий выброса радиоактивных продуктов во внешнюю среду.

Концепция систем безопасности

Концепция безопасности АЭС построена на активных системах безопасности, имеющих как нормальное электропитание, так и аварийное – от дизель-генераторов. Для предотвращения тяжелых аварий или смягчения их последствий предусмотрены пассивные системы, функционирование которых не требует вмешательства персонала АЭС и не требует электропитания. Для обеспечения требуемой нормативными документами и техническим заданием на АЭС степени безопасности АЭС в проекте определен комплекс систем безопасности и дополнительных технических средств по управлению ЗПА.

Защитные системы безопасности

Система аварийного впрыска высокого давления – 4 канала со 100% резервированием. Система предназначена для подачи раствора борной кислоты в систему теплоносителя реактора при авариях с потерей тепло - носителя, превышающей компенсационную способность системы нормальной подпитки, при давлении в системе теплоносителя ниже рабочего давления системы (ниже 7,9 МПа).

Система аварийного впрыска низкого давления – 4 канала со 100% резервированием. Система предназначена для подачи раствора борной кислоты в систему теплоносителя реактора во время аварии с потерей теплоносителя, включая разрыв ГЦК Ду 850, когда давление в системе теплоносителя снижается ниже рабочих параметров системы.

Система защиты первого контура от превышения давления – 2 канала со 100% резервированием. Система предназначена для защиты оборудования и трубопроводов РУ от избы - точного превышения давления в первом контуре в проектных режимах категорий 2-4 и запроектных авариях за счет работы импульсных предохранительных устройств КД, установленных на трубопроводе сброса пара из парового пространства компенсатора давления (КД) в барботер.

Система защиты второго контура от превышения давления – 2 канала со 100% резервированием. Система предназначена для предотвращения превышения давления в парогенераторах и паропроводах свежего пара сверх допустимой величины.

Система аварийного газоудаления – 2 канала со 100 % резервированием. Система предназначена для удаления парогазовой смеси из первого контура РУ

(реактора, КД и коллекторов ПГ) и снижения давления в первом контуре совместно с ИПУ КД с целью уменьшения последствий при проектных и запроектных авариях.

Система аварийного ввода бора – 4 канала с 50% резервированием. Система предназначена для впрыска раствора борной кислоты в компенсатор давления при авариях с течью теплоносителя из первого контура во второй для быстрого перевода реакторной установки в подкритическое состояние.

Система аварийной питательной воды – 4 канала со 100 % резервированием. Система предназначена для обеспечения питательной водой парогенераторов в режимах нарушений нормальных условий эксплуатации и в проектных авариях.

Система хранения борированной воды – 2 канала со 100 % резервированием. Система осуществляет хранение борированной воды низкой (16 г $\text{H}_3\text{BO}_3/\text{кг H}_2\text{O}$) и высокой (40 г $\text{H}_3\text{BO}_3/\text{кг H}_2\text{O}$) концентрации, необходимой для эксплуатации АЭС во всех режимах работы.

Система отвода остаточного тепла – 4 канала со 100 % резервированием. Система предназначена для отвода остаточных тепловыделений и расхолаживания реакторной установки во время нормального останова станции, в режимах нарушения нормальных условий эксплуатации и при проектных авариях, при условии сохранения целостности первого контура совместно с системой аварийного впрыска низкого давления.

Система аварийного использования воды из шахты ревизии внутрикорпусных устройств (ВКУ) Система предназначена для:

подачи борированной воды из шахты ревизии ВКУ в устройство локализации расплава при запроектных авариях, связанных с плавлением активной зоны реактора и выходом расплава за пределы корпуса реактора;

заполнения водой теплообменников (помещения) УЛР при проектных авариях, связанных с потерей теплоносителя, с отм. 0,00 и при запроектных авариях, связанных с плавлением активной зоны реактора, из баков-приямков;

подачи в баки-приямки защитной оболочки раствора щелочи NaOH с целью снижения скорости образования летучих форм йода внутри защитной оболочки.

Система отсечения главных паропроводов. Система предназначена для работы во всех аварийных режимах, требующих отсечения ПГ.

18.7. Контейнмент

ВВЭР-1200 – это эволюционный проект, вышедший из вариантов ВВЭР-1000, которые строились для зарубежных заказчиков в 90-х и 2000-х: Бушерская АЭС, АЭС Кунданкулам, АЭС Тяньвань. Каждый параметр реактора постарались слегка улучшить, а так же внедрить множество современных систем безопасности, позволяющих снизить вероятность выхода радиации при любых авариях и их сочетаниях за пределы герметичного реакторного отделения – *контейнмента*.

Это пассивная система безопасности энергетических ядерных реакторов, главной функцией которой является предотвращение выхода радиоактивных веществ в окружающую среду при тяжёлых авариях. Гермооболочка представляет собой массивное сооружение особой конструкции, в котором располагается основное оборудование реакторной установки. Гермооболочка является наиболее характерным в архитектурном плане и важнейшим с точки зрения безопасности зданием атомных электростанций, последним физическим барьером на пути распространения радиоактивных материалов и ионизирующих излучений.

Практически все энергоблоки, строившиеся последние несколько десятилетий, оснащены защитными оболочками. Их применение необходимо для защиты в случае внутренней аварии с разрывом крупных трубопроводов и потерей теплоносителя, а также в случае внешних событий: землетрясений, цунами, ураганов, смерчей, падений самолётов, взрывов, ракетных ударов и т.д.

В гермооболочках водо-водяных реакторов располагается основное оборудование реакторной установки: реактор, циркуляционные петли первого контура, главные циркуляционные насосы, парогенераторы, а также центральный зал, бассейн выдержки отработавшего топлива, полярный кран, некоторые вспомогательные системы и другое оборудование. Почти все использующиеся гермооболочки так называемого «сухого» типа.

Для водо-водяных реакторов главным фактором, обуславливающим важность гермооболочки, является необходимость восприятия нагрузки из-за повышения давления, связанного с разрывом трубопроводов первого контура. В контейнменте всегда поддерживается небольшое разрежение для смягчения действия ударной волны. Главной вспомогательной системой является спринклерная система, обеспечивающая распыление холодной воды из форсунок под куполом для конденсации пара и снижения таким образом давления.

Гермооболочки водо-водяных реакторов имеют большие размеры: обычно объём от 75 000 до 100 000 м³, в советских и российских проектах – от 65 000 до 67 000 м³. Такой большой объём необходим для восприятия энергии, выделяющейся при аварии. В большинстве случаев они рассчитаны на внутреннее давление в 0,5 МПа.

На рисунке 18.9 показано устройство контейнмента и компоновка оборудования первого контура внутри него. Одним из признаков поколения АЭС 3+ является двойная герметичная оболочка контейнмента.

Современные тенденции в сооружении гермооболочек направлены, в основном, в сторону наращивания пассивных, то есть не требующих источников энергии и сигнала на включение систем. В этом направлении активно развивались все аварийные системы в реакторах последнего, 3+ поколения. В настоящее время ведётся строительство четырёх ВВЭР-1200 (Нововоронежская АЭС-2 и Ленинградская АЭС-2) в России, четырёх AP1000 (компания Westinghouse) в Китае и четырёх EPR (Areva совместно с Siemens) в

Финляндии, Франции и Китае. Россия уже использовала новые решения при строительстве Тяньваньской АЭС в Китае и АЭС Куданкулам в Индии.

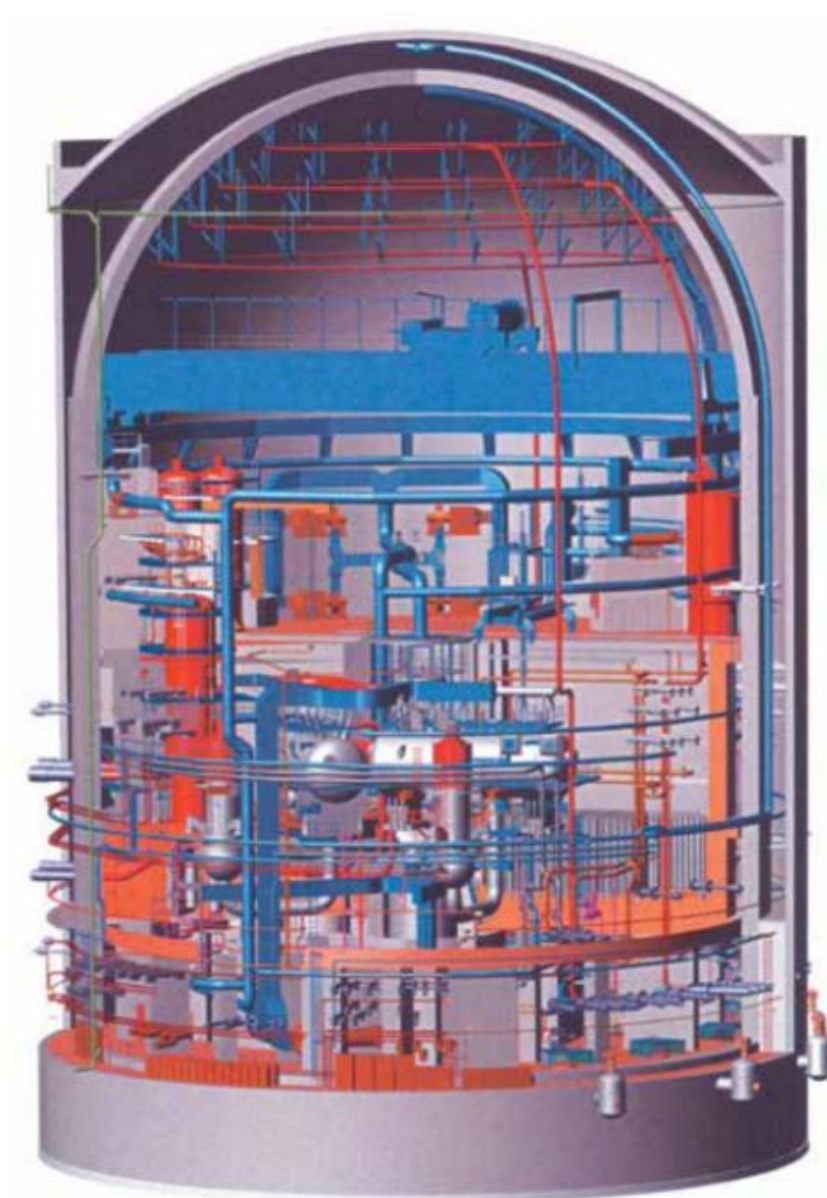


Рисунок 18.9 – 3D модель реакторного отделения

18.8. Система пассивного отвода тепла

Система пассивного отвода тепла от защитной оболочки

Относится к техническим средствам преодоления запроектных аварий и предназначена для длительного (автономный режим – не менее 24 часов) отвода тепла от защитной оболочки при запроектных авариях.

Система обеспечивает снижение и поддержания в заданных проектом пределах давления внутри защитной оболочки и отвод конечному поглотителю

тепла, выделяющегося под защитную оболочку, при запроектных авариях, включая аварии с тяжёлым повреждением активной зоны.

Система пассивного отвода тепла через парогенераторы, показанная на рисунке 18.10, предназначена для длительного отвода остаточного тепла активной зоны конечному поглотителю через второй контур при запроектных авариях. Система дублирует соответствующую активную систему отвода тепла к конечному поглотителю в случае невозможности выполнения её проектных функций.

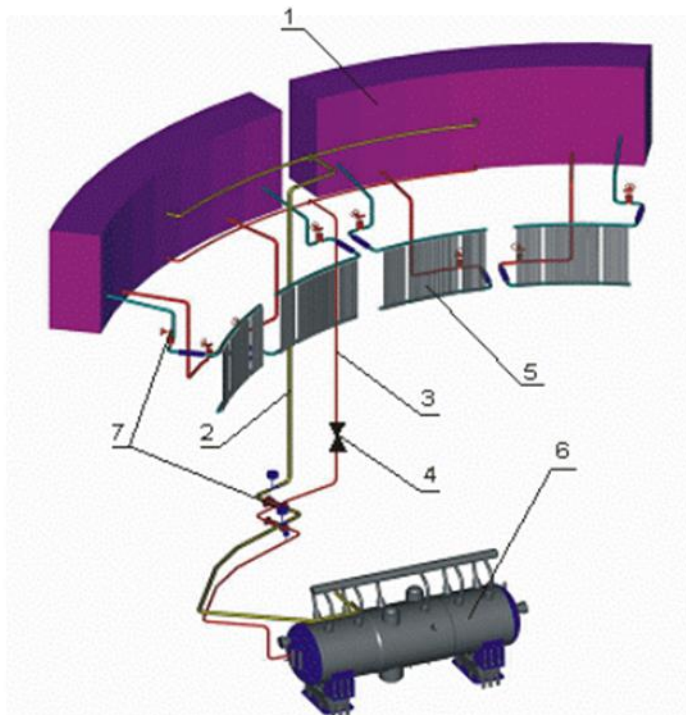


Рисунок 18.10 – Система пассивного отвода тепла через парогенераторы:
1 – баки аварийного отвода тепла; 2 – паропроводы; 3 – трубопроводы конденсата; 4 – клапаны СПОТ ПГ; 5 – теплообменники СПОТ ЗО; 6 – ПГ;
7 –отсечная арматура

18.9. Система гидроемкостей

На рисунке 18.11 показана система гидроемкостей. Система пассивного залива активной зоны является пассивной частью системы аварийного охлаждения активной зоны САОЗ, в своем составе имеет гидроемкости первой, второй и третьей ступени. Гидроемкости первой ступени необходимы для аварийного залива активной зоны реактора раствором борной кислоты при давлении в первом контуре менее 5,9 МПа. Система гидроемкостей второй ступени предназначена для поддержания запаса теплоносителя в первом контуре, необходимого для надежного отвода тепла от активной зоны реактора при падении давления в первом контуре ниже 1,5 МПа. Система гидроемкостей третьей ступени (ГЕ-3) предназначена для поддержания уровня теплоносителя в активной зоне реактора при запроектных авариях с течами первого контура и

отказом активных систем безопасности после исчерпания запаса борного раствора в ГЕ-2.

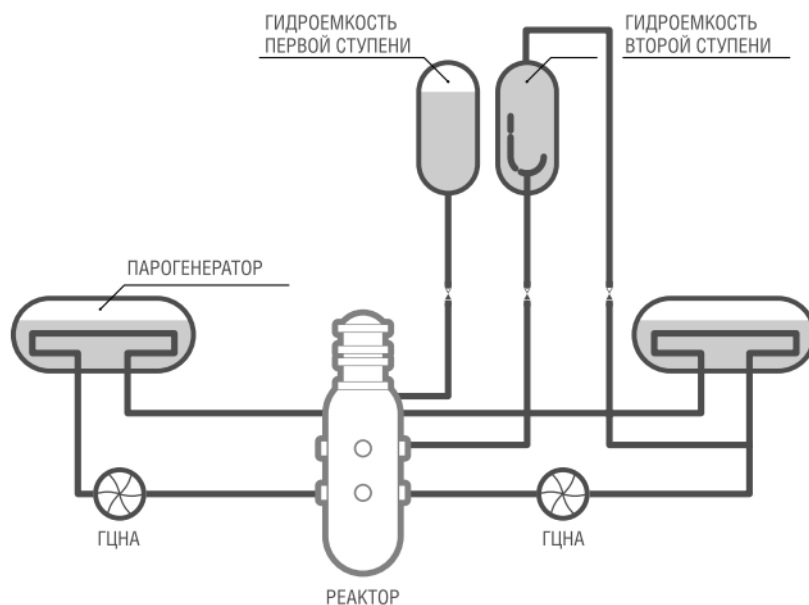


Рисунок 18.11 – Система гидроемкостей

18.10. Система пассивной фильтрации межоболочечного пространства

На рисунке 18.12 представлена система пассивной фильтрации межоболочечного пространства.

АЭС нового поколения обладает внутренней и внешней защитными оболочками, между которыми находится межоболочечное пространство. Внутренняя защитная оболочка не является абсолютно герметичной. При запроектной аварии на АЭС с полной потерей источников энергоснабжения необходимо обеспечить организованное удаление парогазовой среды из межоболочечного пространства с локализацией радиоактивных примесей на фильтрующих и сорбционных материалах перед ее выбросом в атмосферу. Основным элементом ПСФ является фильтровальная установка ПСФ, обеспечивающая надежную и эффективную очистку воздуха от радиоактивных веществ, в том числе от аэрозолей и летучих соединений радиоактивного йода.

Основным элементом созданной пассивной системы фильтрации является фильтровальная установка, располагаемая в верхней точке внешней защитной оболочки. За счет естественной конвекции организуется выброс парогазовой среды из межоболочечного пространства в атмосферу и локализация радиоактивных примесей на фильтровальной установке. Установка ПСФ МОП включает 6 автономных фильтровальных секций, включенных параллельно и содержащих два модуля аэрозольной очистки и четыре модуля сорбционной (йодной) очистки с сорбентом «Физхимин». Уникальность разработки

заключается в достижении высокой эффективности очистки – не менее 99,9% при одновременном обеспечении сверхнизкого аэродинамического сопротивления – не более 48 Па, а также в работоспособности установки в диапазоне температур от 20 до 300 °С. Опытный образец ПСФ успешно выдержал комплекс испытаний, проведенных на базе полигона Первой АЭС в ГНЦ РФ-ФЭИ. Пассивная система фильтрации поставлена на АЭС «Куданкулам» в Индии.

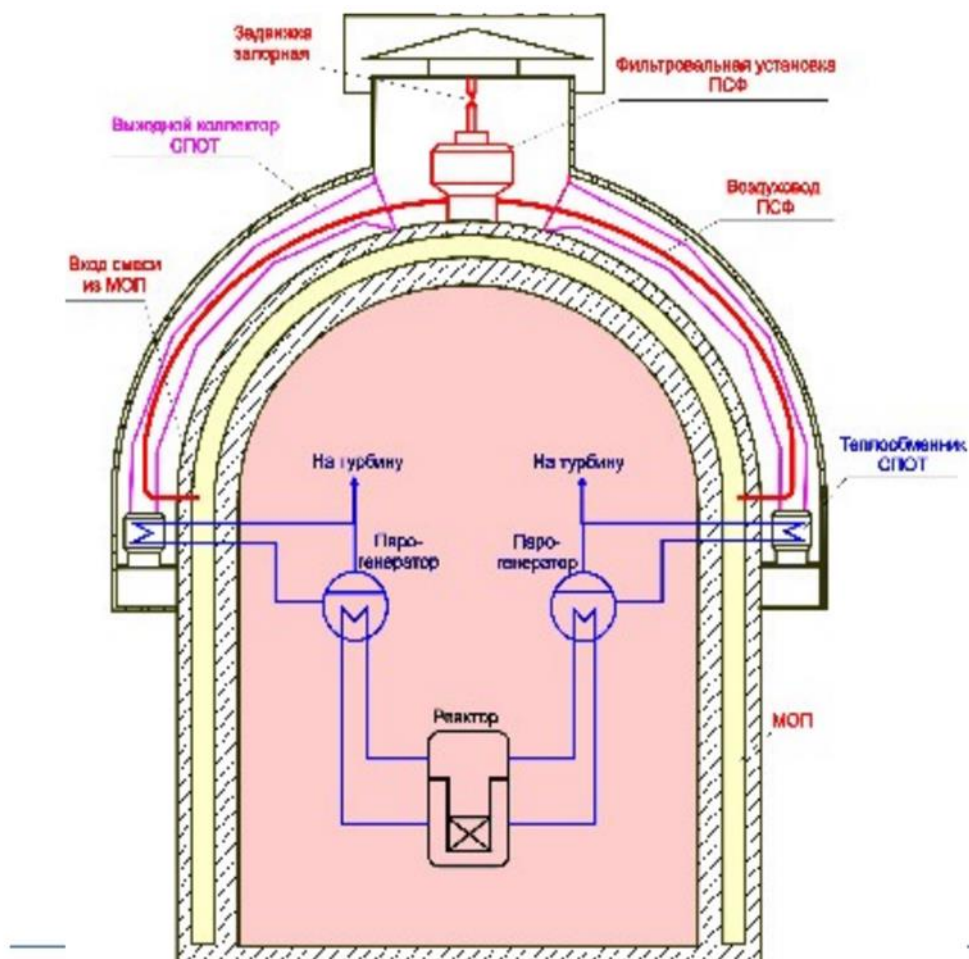


Рисунок 18.12 – Система пассивной фильтрации межбололочного пространства

18.11. Устройство локализации и удержания расплава активной зоны

Система локализации и охлаждения расплава активной зоны реактора

Для удержания радиоактивных веществ в границах локализации в подреакторной шахте установлено устройство локализации расплава (УЛР), или «ловушка» расплава, предназначенное для локализации и охлаждения расплава активной зоны реактора в случае возникновения тяжелых запроектных аварий, которые могут привести к повреждению активной зоны

реактора. «Ловушка» позволяет сохранить целостность защитного барьера и тем самым исключить выход радиоактивных веществ в окружающую среду даже при гипотетических запроектных авариях.

В российских гермооболочках ловушка расплава сооружается непосредственно под реактором (на дне шахты реактора), и представляет собой конусообразную металлическую конструкцию общим весом около 750 тонн. Ловушка заполняется специальным, так называемым жертвенным материалом (наполнителем), состоящим в основном из оксидов железа и алюминия. Наполнитель растворяется в расплаве топлива для уменьшения его объёмного энерговыделения и увеличения поверхности теплообмена, а вода по специальным трубопроводам в корпусе ловушки заливает эту массу.

В европейских реакторах EPR ловушка представляет собой наклонную поверхность, установленную под реактором. По ней расплав, прожжённый корпус, направляется в бассейн с водой и охлаждаемым металлическим днищем специальной конструкции.

Способ локализации расплава включает в себя улавливание, выдерживание и охлаждение расплава в резервуаре, расположенном под реактором. Охлаждение расплава осуществляется путем теплоотдачи в атмосферу через защитный экран и при контакте расплава с охлаждаемыми стенками резервуара. Расплав перед выходом из реактора или в процессе заполнения резервуара смешивают с тугоплавкими соединениями тяжелых элементов, поглощающих тепловые нейтроны, в частности с оксидами гафния, тантала, европия, гадолиния.

Главная задача устройства локализации расплава – принять и как можно быстрее охладить расплав топлива в объемах локализации с целью не допустить его разогрева, выхода нелетучих продуктов деления, минимизировать образование водорода и предотвратить образование повторной критичности.

18.12. Система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки

Система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки, показанная на рисунке 18.13, выполнена по четырехканальной схеме. Технологическая схема системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки приведена на рисунке. Каждый канал содержит агрегат «насос-эжектор», который представляет собой сочетание насоса высокого давления (2) и водоводяного эжектора (3), устанавливаемого на его напоре, и теплообменник САОЗ (1). Применяемый в системе насос высокого давления имеет максимальный напор не более 8 МПа, что исключает подрыв предохранительных клапанов парогенератора при аварии с течью из первого контура во второй. В сочетании с водо-водяным эжектором насос обеспечивает все режимы работы активной части САОЗ. При авариях с течью первого

контура канал системы подает воду в первый контур с расходом 0...230 м³/ч при давлении в диапазоне от 8 до 1,96 МПа в режиме работы САОЗ высокого давления. При снижении давления ниже 1,96 МПа начинается подсос среды в камеру смешения эжектора и расход увеличивается до значения более 800 м³/ч, что соответствует режиму работы САОЗ низкого давления. Подача воды из напорного коллектора на спринклерные сопла начинается через 30 минут после начала аварии, при этом расходы распределяются следующим образом: 500 м³/ч подаются в первый контур, 300 м³/ч подаются на спринклерные сопла.

В режиме нормальной эксплуатации один из каналов используется для охлаждения бассейна выдержки отработавшего топлива. Для обеспечения проверки работоспособности каналов и равномерной выработки ресурса оборудования периодически меняется работающий канал. Дополнительно к основному эжектору в каждом канале предусмотрена установка эжектора (4), обеспечивающего подпитку бассейна выдержки при аварии.

Преимущества реализации принципа «совмещения» в системе аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки Принятая в проекте АЭС-92 схема позволяет исключить следующее оборудование:

- насосы САОЗ низкого давления (4 шт.);
- спринклерные насосы (4 шт.);
- насосы системы охлаждения бассейна выдержки (4 шт.);
- теплообменники системы охлаждения бассейна выдержки (4 шт.);
- трубопроводы и арматуру системы САОЗ высокого давления (около 40 запорных и обратных клапанов);
- трубопроводы и арматуру системы охлаждения бассейна выдержки вне герметичного объема (около 40 запорных и обратных клапанов);
- кабели, датчики теплотехнического контроля, технические средства формирования команд автоматического действия и т.д.

18.13. Комплекс систем обращения с ядерным топливом на АЭС-2006

Комплекс работ с ядерным топливом на АЭС осуществляется в соответствии с последовательным выполнением организационных мероприятий и транспортно-технологических операций:

- организация заказа на поставку свежего топлива – тепловыделяющих сборок (ТВС) и поглощающих элементов системы управления и защиты (ПС СУЗ);
- доставка на АЭС свежего топлива;
- входной контроль свежего топлива и его временное размещение в хранилище свежего топлива (ХСТ);
- подготовка топлива к загрузке в реактор;
- доставка подготовленного топлива из ХСТ в реакторное отделение;
- операции по перегрузке ядерного топлива в активной зоне реактора – извлечение отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) из активной зоны реактора

и загрузка его в бассейн выдержки, перестановка в активной зоне ТВС, подлежащих дальнейшей работе, и загрузка в активную зону свежего топлива; хранение отработавшего топлива в бассейне выдержки; загрузка отработавшего топлива в контейнеры; вывоз контейнеров с отработавшим топливом из реакторного отделения; вывоз отработавшего ядерного топлива с территории АЭС на завод регенерации (если предусмотрен такой вариант обращения с ОЯТ).

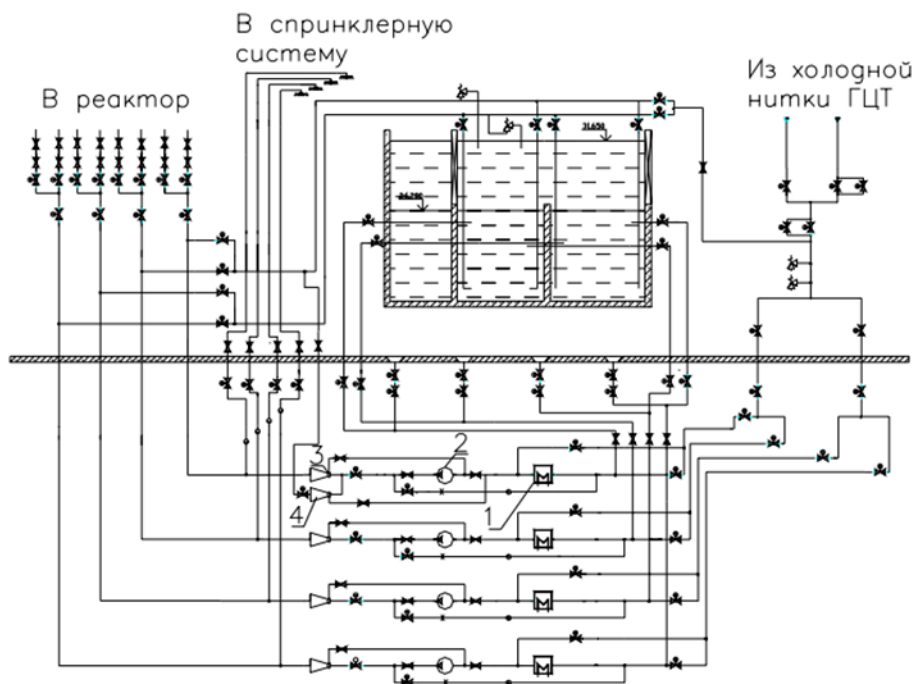


Рисунок 18.13 – Система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки

1 – теплообменник аварийного расхолаживания; 2 – насос аварийного расхолаживания; 3 – эжектор водоструйный основной; 4 – эжектор водоструйный аварийной подпитки БВ

Работа с ядерным топливом на АЭС начинается с организации заказа, когда решаются следующие основные задачи:

- определение срока поставки свежих ТВС и ПС СУЗ;
- определение объема поставки и количества свежего топлива.

Процесс поступления свежего топлива на АЭС для очередной перегрузки и его размещение на временное хранение в ХСТ осуществляется в соответствии с заказом до начала очередного топливного цикла. Возможна организация схемы заказа таким образом, что все топливо, необходимое для очередной загрузки, будет поставлено на АЭС с завода непосредственно перед его загрузкой в реактор. Но в этом случае создаются дополнительные трудности по приемке ядерного топлива и подготовке его к загрузке в реактор.

Разработка схемы заказа и получения свежих ТВС и ПС СУЗ тесно связана с планированием сроков перегрузки ядерного топлива в реакторе. При этом расчет топливных загрузок – один из важнейших этапов в организации режимов топливо использования на АЭС. Основная задача расчета топливной загрузки – получение схемы перестановки ТВС при перегрузке, а также нейтронно-физические характеристики предстоящего топливного цикла. В качестве исходных параметров для расчета задают ряд величин, одна из которых – необходимая длительность работы предстоящей топливной загрузки. Остальные условия проведения расчетов при выборе схемы очередной топливной загрузки обеспечивают безопасную эксплуатацию топлива в течение всего топливного цикла. К этим условиям относятся:

- необходимая подкритичность активной зоны в различных состояниях;
- достаточная эффективность органов аварийной защиты и управляющей группы ПС СУЗ;

- наличие отрицательных коэффициентов реактивности по температуре воды и топлива, а также по мощности;

- непревышение допустимой мощности в максимально напряженных ТВС и ТВЭЛах;

- другие нейтронно-физические характеристики активной зоны.

Эти и другие параметры определяются в процессе проведения расчетов и сравниваются с установленными пределами. После этого делается вывод о допустимости использования выбираемой схемы перегрузки, и соответственно этому делается заказ на поставку очередной партии свежего топлива.

Транспортирование свежего топлива с завода-изготовителя на АЭС осуществляется спецэшелонами, в составе которых могут быть спецвагоны с контейнерами со свежим топливом или специально оборудованные железнодорожные платформы с размещением на них контейнеров, укрытых специальными колпаками-крышками. Указанные транспортные средства удовлетворяют требованиям безопасной перевозки об исключении достижения критического состояния в любых условиях перевозки.

18.14. Система внутриреакторного контроля

Система внутриреакторного контроля (СВРК) – это система контроля ядерного реактора, которая даёт сведения о параметрах и характеристиках активной зоны, необходимых для обеспечения проектного технологического режима эксплуатации активной зоны ядерного реактора. Основная задача – восстановление поля энерговыделения в объёме активной зоны для обеспечения безопасной эксплуатации ядерного топлива.

СВРК первого поколения

Для первых промышленных реакторов неременным условием безопасности эксплуатации считалось оснащение всех ТВС средствами для определения мощности теплотехническими средствами, как наиболее развитыми на тот период. Таким образом, можно сказать, что СВРК первого

поколения или, точнее, прототипы СВРК, как правило, представляли массовые прямые теплотехнические измерения для определения мощностей и относительных мощностей ТВС без широкого использования специальной измерительной и вычислительной аппаратуры для автоматизации и оперативности контроля. Данные системы обладали существенными недостатками: инерционностью, ограниченностью диапазона измерения, отсутствием возможности контроля объемного распределения энерговыделения в активной зоне. Последний недостаток начал частично компенсироваться применением сборок ДПЗ в нескольких ТВС и периодическими специальными измерениями энерговыделения с помощью активационных детекторов. Так, в конце 60-х — начале 70-х годов XX века для первых ВВЭР-440 в СНИИП была разработана активационная система контроля распределения нейтронного потока по высоте и радиусу активной зоны РПН2-04. В этой системе контроль осуществлялся путём активации в вертикальных каналах стальной проволоки, содержащей марганец, при непрерывном контроле плотности потока нейтронов в каждом из этих каналов с помощью ДПЗ-1п. Общее число каналов контроля равно 12. Далее, во внутриреакторном контроле нейтронного потока в реакторах типа ВВЭР происходило использованию только сборок ДПЗ с эмиттерами из различных материалов. Например, для ВВЭР-440 также первых проектов использовали ДПЗ-1М с родиевым эмиттером и ДПЗ-4п с ванадиевым эмиттером, расположенных по высоте активной зоны. Число родиевых ДПЗ — от 4 до 7 (по высоте), число ванадиевых — от 1 до 2. Всего в реакторе устанавливалось 12 сборок описанного типа. Сигналы от ДПЗ, а также от термопар, размещенных в активной зоне, регистрировались аппаратурой СПН2-01.

СВРК 2-го поколения

Полноценные СВРК, то есть автономно управляемые специализированные комплексы программно-технических средств разных модификаций, начали включать в проекты серийных энергоблоков (В-213) с реакторами ВВЭР-440 и в первые проекты ВВЭР-1000 (В-187, В-302, В-338) с конца 70-х годов XX века. В это время разработчиками и изготовителями (ИАЭ им. И. В. Курчатова, СНИИП, Приборный завод «Тензор») на основе магистрального канала связи ВЕКТОР-КАМАК, получившего широкое распространение в СССР и за рубежом, была создана унифицированная электронная аппаратура СВРК-01 «Гиндукуш» (по названию горной системы). Эта аппаратура позволяла изменять технические характеристики и программы путём добавления новых или замены старых устройств без изменения структуры системы в целом. Кроме этого, данная аппаратура обеспечивала возможность работы системы в автономном режиме, то есть без внешней ЭВМ, хотя это и ограничивало частично функциональные возможности. В качестве внешней ЭВМ для вычислительного комплекса СВРК, обеспечивающего полное восстановление поля энерговыделения в объеме активной зоны и расширяющего другие функциональные возможности, была использована ЭВМ типа СМ-2М производимой в НПО «Импульс» (г. Северодонецк). Выбор типа

внешней ЭВМ для СВРК определялся ориентацией на технические средства линии СМ-2, принятых для блочных информационно-вычислительных комплексов всех АЭС с ВВЭР-1000. Функционирование вычислительного комплекса СВРК обеспечивалось внешним математическим программным обеспечением, которое для серийных ВВЭР-1000 получило название «Хортица» (по названию острова на Днепре). Программное обеспечение для ВВЭР-440 получило название «Капри» (по названию острова в Тирренском море). На многих энергоблоках данные системы функционируют и по настоящее время, выходясь из эксплуатации по ряду причин:

- модернизация СВРК;
- выработка ресурса техническими средствами;
- введение в эксплуатацию новых сортов топлива;
- изменение регламента;

ВРК 3-го поколения

Это современные СВРК нового поколения, которые вобрали в себя все положительные характеристики СВРК предыдущих поколений и построены на базе последних достижений в сфере программно-технических средств и информационных технологий. Данные системы ставятся на действующих энергоблоках как с ВВЭР-440, так и с ВВЭР-1000 при проведении мероприятий по модернизации оборудования в связи с продлением ресурсов и/или повышением установленной номинальной мощности реактора. Соответственно СВРК этого поколения вошли в новые проекты энергоблоков с ВВЭР-1000 повышенной безопасности (В-428, В-446, В-412), а также для проектов с реакторами ВВЭР-1200, которые сооружаются на новых площадках Нововоронежской, Ленинградской АЭС и Белорусской АЭС. Распад СССР и переход в дальнейшем на рыночную экономику способствовало тому, что в настоящее время на разных энергоблоках с ВВЭР в РФ и за рубежом эксплуатируются СВРК нового поколения разных модификаций, поставляемых разными изготовителями, как относительно программного обеспечения, так и относительно технических средств. Однако общими принципиальными характеристиками всех СВРК нового поколения, в основном, являются:

существенное расширение количества обрабатываемой цифровой и аналоговой информации за счет подключения большого объема новых каналов контроля и обмена информации с другими блочными системами и подсистема контроля и управления для обеспечения комплексного анализа текущего состояния и прогнозирования развития процессов в активной зоне реактора и РУ в целом;

повышение быстродействия за счет применения более совершенных функциональных блоков обработки сигналов и специального программного обеспечения для устранения эффектов запаздывания;

повышение точности за счет использования, как первичных преобразователей, так и измерительной аппаратуры более высоко класса точности, а также усовершенствованных алгоритмов обработки;

повышение надежности за счет выполнения аппаратуры в соответствии с требованиями, предъявляемыми к системам защиты, применения надежных операционных систем и введения развитых процедур самодиагностики

расширение функциональных возможностей, включая защитные и управляющие функции;

более совершенные системы архивизации и представления оперативной информации на устройствах отображения информации;

интеграция СВРК в общеблочные АСУ ТП или СКУ.