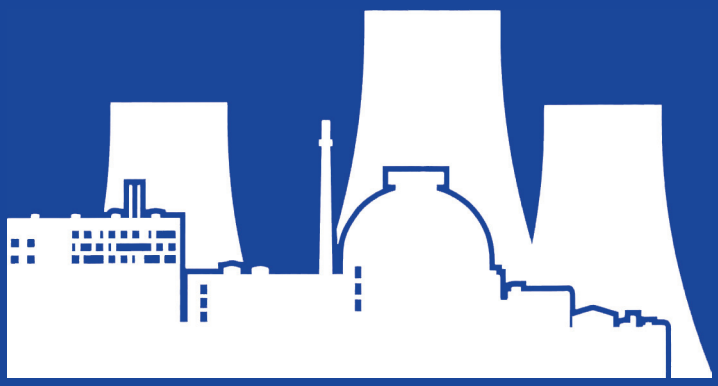
В.П. Поваров, В.Ф. Украинцев, Д.Б. Стацура,
И.Н. Гусев, П.Д. Платонов, М.Ю. Тучков



СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС-2006

РОСАТОМ

В.П. Поваров, В.Ф. Украинцев, Д.Б. Стацура,
И.Н. Гусев, П.Д. Платонов, М.Ю. Тучков

СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС-2006

Воронеж
АО «Воронежская областная типография»
2020

УДК 621.311.25
ББК 31.47
С 40

В.П. Поваров, В.Ф. Украинцев, Д.Б. Стацура, И.Н. Гусев, П.Д. Платонов, М.Ю. Тучков. СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС-2006. – АО «Воронежская областная типография – издательство им. Е.А. Болховитинова». – Воронеж, 2020. – 540 с.: цв. ил.

ISBN 978-5-4420-0000-0

© В.П. Поваров, В.Ф. Украинцев,
Д.Б. Стацура, И.Н. Гусев, П.Д. Платонов,
М.Ю. Тучков, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ 8
ПРЕДИСЛОВИЕ 12
ВВЕДЕНИЕ 14

1 КОНЦЕПЦИЯ ЯДЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НВАС-2 С ВВЭР-1200 15
1.1 Общие подходы к ядерной безопасности АС 15
1.1.1 Основные определения 15
1.1.2 Фундаментальные цели и основы безопасности 19
1.1.3 Режимы эксплуатации АС 20
1.2 Система физических защитных барьеров 23
1.2.1 Условия эксплуатации барьеров 26
1.2.2 Источники воздействия на барьеры безопасности 27
1.2.3 Защита барьеров 28
1.2.4 Характеристика воздействий на физические барьеры 30
1.3 Уровни, цели и методы глубокоэшелонированной защиты 31
1.3.1 Логика построения защиты в глубину 31
1.3.2 Уровни глубокоэшелонированной защиты 33
1.3.3 Независимость уровней защиты в глубину 38
1.4 Пределы и условия безопасной эксплуатации 44
1.4.1 Проектные пределы и условия для состояний нормальной эксплуатации и нарушений нормальной эксплуатации 44

1.4.2 Пределы и условия безопасной эксплуатации для аварий 49
1.4.3 Пределы безопасной эксплуатации, характеризующие воздействие на физические барьеры 53
1.4.4 Пределы безопасной эксплуатации, характеризующие состояние физических барьеров 66
1.4.5 Проектные условия и исходные события 69
1.5 Функции безопасности, структура технических средств обеспечения безопасности 71
1.5.1 Основные (фундаментальные) функции безопасности 71
1.5.2 Системы безопасности 73
1.5.3 Средства безопасности 76
1.6 Внутренняя самозащищенность РУ и ядерная безопасность 81
1.6.1 Внутренняя самозащищенность РУ 81
1.6.2 Принципы обеспечения ядерной безопасности РУ ВВЭР-1200 84
Список литературы к главе 1 87

2 СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ 88
2.1 Защитные системы безопасности (ЗСБ) 88
2.1.1 Система аварийной защиты реактора 90
2.1.2 Система аварийного ввода бора (JND) 108
2.1.3 Система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки (JNA) 126
2.1.4 Система гидроемкостей первой ступени JNG50-80 (ГЕ САО3) 141
2.1.5 Система гидроемкостей второй ступени JNG10-40 (ГЕ СПЗАЗ) 157
2.1.6 Система аварийного газоудаления (КТР) 174
2.1.7 Система аварийного расхолаживания ПГ (JNB10-40) 177
2.1.8 Система пассивного отвода тепла (JNB50-80) 187
2.1.9 Система защиты первого контура от превышения давления 198
2.1.10 Быстродействующий запорно-отсечной клапан (БЗОК) 209
2.1.11 Быстродействующая редукционная установка сброса пара в атмосферу (БРУ-А) 215

2.1.12 Импульсно-предохранительные устройства парогенераторов 221

2.2 Локализующие системы безопасности 235

2.2.1 Система герметичного ограждения 235

2.2.2 Спринклерная система (JMN) 264

2.2.3 Система создания разрежения в наружном контайнменте (KLB22) 283

2.2.4 Система контроля концентрации и аварийного удаления водорода под защитной оболочкой (JMT–JMU) 289

2.2.5 Локализующие функции безопасности 299

2.3 Обеспечивающие системы безопасности 310

2.3.1 Концепция аварийного электроснабжения 310

2.3.2 Схема электропитания собственных нужд 311

2.3.3 Система надежного электроснабжения нормальной эксплуатации собственных нужд 316

2.3.4 Система аварийного электроснабжения 324

2.3.5 Система промконтура ответственных потребителей здания 10UJA (KAA) 339

2.3.6 Система охлаждающей воды ответственных потребителей (PE) 348

2.3.7 Охлаждающие системы вентиляции и кондиционирования 365

2.4 Управляющие системы безопасности 396

2.4.1 Система СУЗ-УСБТ 396

2.4.1.1 Общие принципы 396

2.4.1.2 Система управления и защиты 400

2.4.2 Диверсная система защит 417

2.4.3 Блочный и резервные пункты управления 432

Список литературы к главе 2 442

3 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА УПРАВЛЕНИЯ ЗПА 443

3.1 Требования к дополнительным техническим средствам по управлению ЗПА 443

3.2 Управление, контроль и регистрация информации при ЗПА 446

3.3 Дополнительные технические средства по управлению ЗПА 453

3.3.1 Общая схема организации технических средств для управления запроектными авариями 453

3.3.2 Описание технических средств для управления запроектными авариями 455

3.4 Устройство локализации расплава 461

Список литературы к главе 3 466

4 ФУНКЦИИ И СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ В ПРОЕКТАХ НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС-2 С РУ В-392 И ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС-2 С РУ В-491 467

4.1 Общие положения 467

4.2 Функции безопасности 471

4.3 Функция А «Управление реактивностью» 473

4.3.1 Система аварийного останова реактора 473

4.3.2 Система подпитки и борного регулирования КВА 473

4.3.3 Система аварийного ввода бора НВАЭС-2 (JND) и ЛАЭС-2 (JDH) 475

4.4 Функция ВА «Поддержание запаса теплоносителя в реакторе» 478

4.4.1 Система подпитки и борного регулирования (КВА) 478

4.4.2 Система хранения борированной воды 479

4.4.3 Активная часть САОЗ 482

4.4.4 Пассивная часть САОЗ 489

4.5 Функция ВВ «Отвод тепла от теплоносителя 1 контура» 494

4.5.1 НВАЭС-2 494

4.5.2 ЛАЭС-2. Система отвода остаточного тепла (JNA) 494

4.6 Функция ВС «Отвод тепла от 1 контура через ПГ» и функция BD «Поддержание запаса теплоносителя в ПГ» 497

4.6.1 НВАЭС-2 497

4.6.2 ЛАЭС-2 498

4.7 Функция ВЕ «Защита 1 контура от превышения давления и хрупкого разрушения» в проекте ЛАЭС-2 509

4.8 Функция BF «Защита 2 контура от превышения давления в проекте ЛАЭС-2 511

4.8.1 БРУ-А и запорный клапан перед БРУ-А 512

4.8.2 ИПУ ПГ 513

4.9 Функция BG «Отвод тепла от бассейна выдержки» 514

4.9.1 НВАЭС-2 514

4.9.2 ЛАЭС-2 515

4.10 Функция CA «Ограничение давления внутри ЗО» в проекте ЛАЭС-2 519

4.10.1 Спринклерная система (JMN) 519

4.10.2 Система пассивного отвода тепла от защитной оболочки (JMP) 521

4.11 Функция CB «Локализация продуктов деления внутри ЗО» в проекте ЛАЭС-2 525

4.11.1 Принципиальная схема ЗЛА 525

4.11.2 Изолирующие устройства 527

4.12 Функция CC «Локализация в кольцевом зазоре» в проекте ЛАЭС-2 531

4.13 Управление тяжелыми авариями в проекте ЛАЭС-2 533

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 537

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АЗ – аварийная защита реактора
а.з. – активная зона
АКНП – аппаратура контроля нейтронного потока
АО – аксиальный оффсет
АР – автоматический регулятор
АРМ – автоматизированное рабочее место
АС – атомная станция
АСУ – автоматизированная система управления
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами
АФП – аппаратура физического пуска (поддиапазон мощности)
БАВ – большой аварийный выброс радиоактивных веществ в окружающую среду
БВ – бассейн выдержки
БД – блоки детектирования
БЗТ – блок защитных труб
БРУ-А – быстродействующая редукционная установка с выхлопом в атмосферу
БРУ-К – быстродействующая редукционная установка с выхлопом в конденсатор турбины
БПУ – блочный пункт управления
ВАБ – вероятностный анализ безопасности
ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор
ВКУ – внутрикорпусные устройства
ВП – выгорающий поглотитель
ГЕ – гидроемкость
ГЕ-1 – гидроемкость 1 ступени (или ГЕ САОЗ)
ГЕ-2 – гидроемкость 2 ступени (или ГЕ СПЗАЗ)
г/дм^3 – значение концентрации борной кислоты, выраженное в г(H_3BO_3)/дм^3(H_2O)

ГО – герметичное ограждение
ГРР – главный разъем реактора
ГЦНА – главный циркуляционный насосный агрегат
ГЦТ – главный циркуляционный трубопровод
ГЭЗ – глубоко эшелонированная защита
ДГ – дизель генераторы
ДИ – диапазон источника
ДОК – двойной обратный клапан
ДП – диапазон пусковой
ДПЗ – детектор прямого заряда
ДР – дистанционирующая решетка
ЗЛА – зона локализации аварии
ЗПА – запроектная авария
ЗО – защитная оболочка
ЗСБ – защитные системы безопасности
ИИИ – источник ионизирующих излучений
ИК – импульсный клапан
ИПУ – импульсно-предохранительное устройство
ИС – исходное событие
КГО – система контроля герметичности оболочек твэлов
КД – компенсатор давления
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика
КИУМ – коэффициент использования установленной мощности
КНИТ – канал нейтронных измерений и температуры
КПД – коэффициент полезного действия
КТИ – коэффициент технического использования
ЛСБ – локализующие системы безопасности
МАГАТЭ – Международное Агентство по атомной энергии
МКУ – минимально контролируемый уровень мощности
МП – машина перегрузочная
МПА – максимальная проектная авария
MSK-64 – шкала землетрясений
МРЗ – максимальное расчетное землетрясение
НД – нормативная документация
НЖУ – нижние жесткие упоры
НК – направляющий канал (СУЗ)
НКР – напорная камера реактора

ННУЭ – нарушение нормальных условий эксплуатации
НРБ – нормы радиационной безопасности
НТД – нормативно-техническая документация
НУЭ – нормальные условия эксплуатации
ОТВС – отработавшие ТВС
ОЯБиН – отдел ядерной безопасности и надежности
ОЯТ – отработавшее ядерное топливо
ПА – проектная авария
ПГ – парогенератор
ПЗ – предупредительная защита
ПК – предохранительный клапан
ПЛИС – программируемые логические интегральные схемы
ППР – планово-предупредительный ремонт
ПС – поглощающий стержень
ПЭЛ – поглощающий элемент
РАО – радиоактивные отходы
РБ – руководство по безопасности
РО – реакторное отделение
РО СУЗ – рабочий орган (СУЗ)
РОМ – алгоритм разгрузки и ограничения мощности
РУ – реакторная установка
РПУ – резервный пункт управления
САОЗ – система аварийного охлаждения активной зоны
САР ПГ – система аварийного расхолаживания парогенераторов
СБ – система безопасности
СВО – система специальной водоочистки
СВРК – система внутриреакторного контроля
СВРД – система внутриреакторных детекторов
СКП – система контроля перегрузки
СКР – сборная камера реактора
СОАД – симптомно-ориентированные аварийные действия
СОДС – система обнаружения дефектных сборок
СН – электроснабжение для обеспечения собственных нужд
СПЗАЗ – система пассивного залива активной зоны реактора
СПОТ – система пассивного отвода тепла
СЦР – самоподдерживающаяся цепная реакция
СУЗ – система управления и защиты реактора

ТВС – тепловыделяющая сборка
твэг – тепловыделяющий элемент с гадолинием
твэл – тепловыделяющий элемент
ТГ – турбогенератор
ТЗБ – технологические защиты и блокировки
ТКР – температурный коэффициент реактивности
ТОБ – техническое обоснование безопасности
ТУ – технические условия
ТЭН – трубчатый электронагреватель
ТЭП – термоэлектрический преобразователь
ТЭР – температурный эффект реактивности
УПЗ – ускоренная предупредительная защита
УСБИ – управляющая система безопасности – инициирующая часть
УСБТ – управляющая система безопасности по технологическим параметрам
ФНП – федеральные нормы и правила
ФСКУ – функция системы контроля и управления
ФФБ – фундаментальная функция безопасности
ХСТ – хранилище свежего топлива
ЦВД – цилиндр высокого давления
ЦНД – цилиндр низкого давления
ШЭМ – шаговый электромагнитный привод
ЭБ – энергоблок
ЯР – ядерный реактор
ЯЭУ – ядерная энергетическая установка

ATWS – (Anticipated Transient without Scram) переходной процесс при несрабатывании аварийной защиты реактора в аварийных режимах
DBC – (Design basis condition) режимы базового проектирования
DEC – (Design extended condition) запроектные условия
DNB – (departure Nuclear Boiling) запас до кризиса теплообмена, °С
DNBR – (departure Nuclear Boiling Relative) запас до кризиса теплообмена, относительный
LOCA – (Loss of Coolant Accident) авария с потерей теплоносителя 1 контура

ПРЕДИСЛОВИЕ

АС с реакторами ВВЭР строятся и эксплуатируются в России и за рубежом с 60-х годов прошлого столетия (первый блок ВВЭР пущен на Нововоронежской АЭС в 1965 г.).

В настоящее время энергоблоки АЭС-2006 с РУ ВВЭР-1200 успешно эксплуатируются на Нововоронежской АЭС-2 (блоки 1 и 2), на Ленинградской АЭС-2 (блок 1).

АС с реакторами ВВЭР-1200 сооружаются не только в России, но и во многих зарубежных странах, таких как Белоруссия, Бангладеш, Турция. Ведутся переговоры и процесс заключения контрактов с Египтом, Венгрией, Финляндией, Узбекистаном. Также планируется сооружение блоков АЭС-2006 в Китае и Индии (на новых площадках). Определяющим фактором, который позволил заключать контракты и сооружать АС с ВВЭР, является референтность блоков с подтвержденным высоким уровнем безопасности энергоблоков с ВВЭР-1200 поколения 3+. Однако эти планы могут иметь право на жизнь только в одном случае: при безоговорочном обеспечении достаточной безопасности АС.

Высокий уровень безопасности обеспечивается надежностью основного оборудования и наличием специальных систем безопасности, а также средств управления запроектными авариями (которых ранее не было на блоках предыдущих поколений).

К поколению 3+ относят АЭС, которые обладают следующими отличительными признаками:

– развитые системы безопасности, в том числе основанные на пассивных принципах работы;

– двойная защитная оболочка для снижения последствий аварий и защиты от внешних воздействий;

– специальные системы и оборудования для управления тяжелыми авариями (устройство локализации расплава или охлаждение непосредственно корпуса реактора);

– улучшенные технико-экономические показатели.

Авторы выражают глубокую благодарность руководителям АО «Атомэнергопроект» – заместителю директора московского проектного института В.И. Горшкову и директору по проектированию АЭС «Куданкулам» В.В. Воронцову за интерес к работе и содействие в написании пособия.

Авторы выражают признательность главному технологу Нововоронежской АЭС Л.П. Павлову за содействие в написании разделов по АСУ ТП.

ВВЕДЕНИЕ

Основная цель настоящей книги – дать описание принципов обеспечения безопасности, устройства оборудования и функционирования систем безопасности РУ с ВВЭР-1200.

В дальнейшем изложении под словосочетанием безопасность АС будет пониматься именно ядерная безопасность, а не физическая защита, или радиационная, или техническая безопасность, в противном случае это будет оговариваться особо.

Данное учебное пособие предназначено прежде всего для специалистов АС с ВВЭР и специализированных организаций технической поддержки ядерной инфраструктуры по направлению «Ядерная безопасность». Авторы надеются, что книга будет полезна и как учебное пособие для студентов «атомных» специальностей, а также для специалистов в области использования атомной энергии.

При подготовке данной книги прилагались усилия для того, чтобы она была доступна и интересна и для читателей, которые не имеют специальной подготовки в этой области, но интересуются современными и перспективными технологиями.

В данной книге рассматриваются системы безопасности блоков 1 и 2 Нововоронежской АЭС-2, спроектированные в рамках разработки проекта АЭС-2006 с реакторной установкой В-392М.

Следует отметить, что отличия реакторной установки блоков 1 и 2 Нововоронежской АЭС-2 от реакторной установки блоков Ленинградской АЭС-2 минимальны. В то же время технические решения по системам безопасности и общая компоновка данных блоков весьма значительно отличаются.

В книге для давлений будет по умолчанию приниматься избыточное, если иное не оговорено особо.

1 КОНЦЕПЦИЯ ЯДЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НВАС-2 С ВВЭР-1200

1.1 Общие подходы к ядерной безопасности АС

1.1.1 ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Прежде чем начинать изложение вопросов безопасности АС, необходимо ввести основные термины и определения.

В соответствии с НП-001-15 [1] **БЕЗОПАСНОСТЬ АС** – это свойство АС обеспечивать надежную защиту персонала, населения и окружающей среды от недопустимого (в соответствии с федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии) радиационного воздействия. В этом определении подразумевается принятое в РФ подразделение безопасности на ядерную и радиационную.

В документах МАГАТЭ все перечисленное охватывает термин «ядерная безопасность» (его определение приводится, в частности, в глоссарии МАГАТЭ по вопросам безопасности [2], такое же понимание этого термина используется и в Конвенции о ядерной безопасности), исходя из того, что источником всех специфических опасностей на АЭС являются ядерные процессы.

В российской терминологии, связанной с ядерной технологией, термин «ядерная безопасность» исторически понимался несколько уже, в первую очередь как предотвращение самопроизвольной неконтролируемой цепной реакции деления (СЦР).

Понятие безопасности тесно связано с понятием угрозы аварии.

АВАРИЯ на АС (АВАРИЯ согласно НП-001-15) – это нарушение нормальной эксплуатации АС, при котором произошел выход радиоактивных веществ и (или) ионизирующего излучения за границы, предусмотренные проектной документацией АС для нормальной эксплуатации в количествах, превышающих установленные пределы безопасной эксплуатации; авария характеризуется исходным событием, путями протекания и последствиями.

ЯДЕРНАЯ АВАРИЯ – это авария, сопровождающаяся повреждением твэлов, превышающим установленные пределы безопасной эксплуатации, или авария без повреждения твэлов, вызванная: нарушением контроля и управления цепной реакцией деления; возникновением критичности при перегрузке, транспортировании и хранении ядерного топлива.

Ядерная авария, связанная с повреждением твэлов, превышающим установленные пределы безопасной эксплуатации, и/или облучением персонала, превышающим разрешенные пределы, может быть вызвана:

• нарушением контроля и управления цепной ядерной реакцией деления в активной зоне реактора;

• возникновением критичности при перегрузке, транспортировании и хранении твэлов;

• нарушением теплоотвода от твэлов;

• другими причинами, приводящими к повреждению твэлов.

Таким образом, определение ядерной аварии АС по НП-001-15 очень близко к определению МАГАТЭ и тоже включает в себя не только аварии с критичностью, но и любые аварии связанные с повреждением твэлов.

ЗАПРОЕКТНАЯ АВАРИЯ – авария, вызванная не учитываемыми для проектных аварий исходными событиями или сопровождающаяся дополнительными по сравнению с проектными авариями отказами элементов систем безопасности сверх единичного отказа, реализацией ошибочных решений персонала.

Для целей управления ЗПА в проекте АС предусматриваются специальные технические средства по управлению ЗПА. Кроме того, для управления ЗПА могут использоваться все имеющиеся на АС в исправном состоянии технические средства, как предназначенные для нормальной эксплуатации, так и относящиеся к СБ.

ТЯЖЕЛАЯ АВАРИЯ – запроектная авария с повреждением твэлов выше максимального проектного предела.

БОЛЬШОЙ АВАРИЙНЫЙ ВЫБРОС – выброс радиоактивных веществ в окружающую среду при аварии на АС, при котором необходимо выполнение мер защиты населения на границе зоны планирования защитных мероприятий на начальном периоде аварии, установленной в соответствии с требованиями норм и правил по размещению АС, и за ее пределами.

ПРЕДЕЛЫ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ АС – установленные проектом АС значения параметров технологического процесса, отклонения от которых могут привести к аварии.

Различают пределы безопасной эксплуатации по радиационным параметрам и пределы безопасной эксплуатации по другим технологическим параметрам.

Нарушение пределов безопасной эксплуатации по радиационным параметрам является аварией. Нарушение пределов безопасной эксплуатации, характеризующихся другими параметрами технологического процесса, приводит к аварии лишь при дополнительных условиях.

Пределы безопасной эксплуатации устанавливаются с целью принятия экстренных мер по управлению технологическим процессом, направленных на предотвращение аварии, то есть на то, чтобы защитить от повреждения физические барьеры на пути распространения в окружающую среду РВ. Пределы безопасной эксплуатации устанавливаются для всех предусмотренных в проекте АС и отраженных в технологическом регламенте эксплуатации АС состояний нормальной эксплуатации.

УСЛОВИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ – установленные проектом АС минимальные требования по количеству, характеристикам, состоянию работоспособности, объему, периодичности и иным условиям технического обслуживания, контроля и испытаний систем (элементов), важных для безопасности, при которых обеспечивается соблюдение пределов безопасной эксплуатации и/или критериев безопасности.

В совокупности с пределами безопасной эксплуатации условия безопасной эксплуатации определяют область, для которой выполнено обоснование безопасности атомной станции (обосновано как отсутствие аварий, так и готовность АС ограничивать проектные аварии установленными для таких аварий пределами при возникновении ИС проектной аварии).

Условия безопасной эксплуатации включают в себя, прежде всего, минимальные требования к количеству и состояниям работоспособности систем и элементов, важных для безопасности. В частности, это требования к минимальному количеству работоспособных систем (каналов систем) и элемен-

тов безопасности, при котором обеспечивается безопасность при проектных авариях (с учетом нормативного принципа единичного отказа).

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПРЕДЕЛЫ – значения параметров и характеристик состояния систем (элементов) и АС в целом, заданных проектом для нормальной эксплуатации.

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ УСЛОВИЯ – установленные проектом АС условия по количеству, характеристикам, состоянию работоспособности и техническому обслуживанию систем (элементов), необходимые для работы без нарушения эксплуатационных пределов.

ПРОЕКТНЫЕ ПРЕДЕЛЫ – значения параметров и характеристик состояния систем (элементов) и АС в целом, установленные в проекте АС для нормальной эксплуатации и нарушений нормальной эксплуатации.

К проектным пределам относятся эксплуатационные пределы, пределы безопасной эксплуатации, а также иные пределы (включая проектные пределы для проектных аварий). Пределы устанавливаются с целью идентификации границ различных состояний атомной станции и фаз развития процессов.

ПРОЕКТНАЯ АВАРИЯ – авария, для которой в проекте АС определены исходные события и конечные состояния и предусмотрены системы безопасности, обеспечивающие при независимом от исходного события отказе одного из элементов систем безопасности, учитываемом в проекте АС, или при одной, независимой от исходного события ошибки персонала, ограничение ее последствий установленными для таких аварий пределами.

Наименование «проектные аварии» обусловлено не тем, что такие аварии рассматриваются в проекте АС, а тем, что они рассматриваются в проекте для последующей разработки систем безопасности.

1.1.2 ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ЦЕЛИ И ОСНОВЫ БЕЗОПАСНОСТИ

Фундаментальной целью безопасности (Safety Objective) АС является минимизация вредного (радиационного) воздействия от АС на персонал, население и окружающую среду. Данная цель должна достигаться на всех этапах жизненного цикла АС, начиная с выбора места расположения АС и заканчивая выводом ее из эксплуатации.

Для атомных станций **фундаментальные принципы** обеспечения безопасности определены в документах МАГАТЭ и группируются следующим образом:

1) ответственность управления;

2) глубокоэшелонированная защита;

3) технические принципы.

Для достижения этих целей безопасности необходимо выполнение ряда основополагающих **принципов**, таких как:

• культура безопасности;

• использование проверенных (подтвердивших свою работоспособность) решений и технологий;

• обеспечение качества;

• применение опыта эксплуатации;

• защита в глубину;

• предотвращение и смягчение аварий, защита от радиации, учет человеческого фактора, проведение анализов безопасности;

• высокий профессиональный уровень исполнителей задач, связанных с безопасностью;

• и так далее.

В соответствии с современными нормами безопасности (РФ и МАГАТЭ) вероятность тяжелого повреждения активной зоны реактора не должна превышать величины 1×10^{-5} на реактор в год, вероятность выхода радиоактивных веществ за пределы герметичной оболочки не должна превышать величины 1×10^{-7}. Радиационное воздействие АЭС на население и окружающую среду не должно превышать 1 % дозы, получаемой от источников естественной радиации.

1.1.3 РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ АС

Обеспечение безопасности АЭС тесно связано с решением основных производственных и экономических задач и никак не противоречит текущей работе станции. Предпринимаемые на АС меры по предотвращению аварий и отказов направлены одновременно на повышение коэффициента использования установленной мощности и экономической эффективности станции.

С точки зрения выполнения основных задач эксплуатации, изложенных в предыдущем разделе, очень важно установить соответствие режимов и пределов эксплуатации.

Режимы эксплуатации в простейшем случае определяются следующим образом. Нормальная эксплуатация (НЭ) – это эксплуатация АС в определенных проектом эксплуатационных пределах и условиях. Нарушение нормальной эксплуатации (ННЭ) – это нарушение в работе АС, при котором произошло отклонение от установленных эксплуатационных пределов и условий. Определения проектных (ПА) и запроектных аварий (ЗПА) даны в разделе «Основные определения».

Взаимосвязь режимов эксплуатации и пределов эксплуатации, действия технологических защит и блокировок (ТЗБ) и аварийных защит показаны на рисунке 1.1.1.

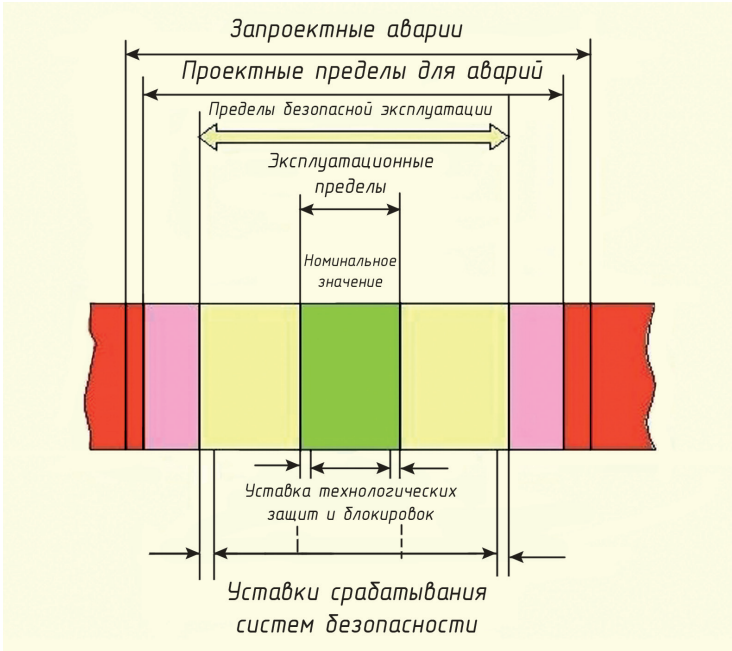


Рисунок 1.1.1 Взаимосвязь режимов эксплуатации и пределов

Проектные режимы в зависимости от частоты возникновения исходных событий разделены на четыре категории:

– категория 1 – нормальная эксплуатация;

– категория 2 – условия отказов (частота исходных событий в год: $f \geq 10^{-2}$, исходные события соответствуют эксплуатации с отклонениями по ОПБ);

– категория 3 – постулируемые аварии класса 1 (частота исходных событий в год: $10^{-2} > f \geq 10^{-4}$);

– категория 4 – постулируемые аварии класса 2 (частота исходных событий в год: $10^{-4} > f \geq 10^{-6}$).

Дополнительно к положениям, предусмотренным в проекте по выполнению требований детерминистических проектных режимов, учтены определенные положения о дополнительных условиях проектирования, что по определению ОПБ соответствует запроектным авариям. Это делается для того, чтобы обозначить необходимость реализации мер, включая модернизированное или дополнительное оборудование, или процедуры по управлению авариями, для:

– сложных последовательностей, которые включают отказы сверх тех, которые рассматривались в детерминистических проектных условиях, но не приводят к расплавлению активной зоны;

– аварий с расплавлением активной зоны.

Запроектные режимы разделены на 2 категории:

– DEC-A – аварийные сценарии, для которых возможно с помощью технических средств, предусмотренных в проекте, предотвращение перехода аварии в тяжелую стадию.

– DEC-B – аварийные сценарии тяжелых аварий.

В соответствии со стандартами EUR первая из указанных выше категорий запроектных условий (DEC-A) имеет название «сложные последовательности», а вторая (DEC-B) – «тяжелые аварии».

Согласно НП-001-15 целевыми ориентирами безопасности АС являются:

– непревышение суммарной вероятности тяжелых аварий для каждого блока АС на интервале в один год, равной 10^{-5};

– непревышение суммарной вероятности большого аварийного выброса для каждого блока АС на интервале в один год, равной 10^{-7};

– непревышение суммарной вероятности тяжелых аварий для имеющихся на АС хранилищ ядерного топлива (не входящих в состав блоков АС) на интервале в один год, равной 10^{-5}.

Вероятностные показатели безопасности НВАЭС-2 по большому аварийному выбросу соответствуют НП-001-15 (менее 10^{-7} на интервале в один год), а по тяжелым авариям являются более жесткими (менее 10^{-6} на интервале в один год), что позволяет отнести энергоблоки НВАЭС-2 к поколению 3 +.

Безопасность АЭС обеспечивается за счет последовательной реализации концепции глубоко эшелонированной защиты, основанной на применении:

– системы физических барьеров на пути распространения ионизирующего излучения и радиоактивных веществ в окружающую среду;

– системы технических и организационных мер по защите барьеров и сохранению их эффективности, а также по защите персонала, населения и окружающей среды.

Рассмотрим эти вопросы подробнее.

1.2 Система физических защитных барьеров

Для обеспечения безопасности АС вводится понятие системы физических барьеров на пути распространения ионизирующего излучения (ИИ) и радиоактивных веществ (РВ) в окружающую среду.

Система физических барьеров в соответствии с проектом НВАС-2 включает в себя:

1 барьер: Топливная матрица

Основной характеристикой состояния топливной матрицы является ее способность удерживать в себе радиоактивные продукты деления, в том числе газообразные и летучие.

В частности, при изменении агрегатного состояния топлива в случае достижения температуры плавления топливная матрица теряет способность удержания радиоактивных продуктов, что является повреждением первого физического барьера.

Такое достижение максимальной температуры топлива – температуры плавления – в локальной зоне, в первую очередь в центральной части твэла/твэга, будет означать переход в предаварийную ситуацию либо в аварию. При этом, как с точки зрения величины воздействия температуры на топливную матрицу, так и с точки зрения состояния данного физического барьера, может рассматриваться единый предел безопасной эксплуатации, характеризующий возможность повреждения топливной матрицы как первого физического барьера.

2 барьер: Оболочка твэл/твэг

Основной характеристикой состояния оболочки твэла/твэга является ее способность удерживать внутри радиоактивные продукты деления, в том числе газообразные и летучие, выходящие в процессе эксплуатации топлива под оболочку твэла/твэга.

Повреждение оболочки твэла/твэга как второго физического барьера возможно, в частности, в результате ухудшения отвода тепла от топлива и воздействия значительных перепадов давления между пространством внутри оболочки твэла/твэга и теплоносителем при высоких температурах оболочки твэла/твэга в результате необратимой пластической деформации, приводящей к повреждению оболочек твэла, либо, также при высоких температурах оболочек твэлов/твэгов, в результате возникновения пароциркониевой реакции.

Предел безопасной эксплуатации, характеризующий воздействие на оболочку твэла/твэга, должен назначаться параметрам технологического процесса, отражающим состояние охлаждения оболочек твэлов/твэгов в активной зоне и отсутствие значительного роста температуры оболочек твэлов/твэгов.

Ведение ВХР в рамках эксплуатационных ограничений обеспечивает отсутствие повреждения второго физического барьера в результате долговременных физико-химических процессов, вследствие чего ПБЭ, связанный с ВХР, не устанавливается.

3 барьер: Граница контура теплоносителя реактора

Повреждение границ давления теплоносителя первого контура приведет к выходу теплоносителя в систему герметичного ограждения либо, в зависимости от места повреждения, за ее пределы (например, разрывы импульсных трубок, трубопровода продувки системы подпитки, продувки и борного регулирования, межконтурные течи).

Обеспечение целостности границы давления теплоносителя первого контура выполняется за счет поддержания допустимого давления в первом контуре, при котором обеспечивается прочность элементов и оборудования реакторной установки. В том числе следует учитывать снижение допустимого давления при снижении температуры теплоносителя и, соответственно, конструкционных материалов для исключения хрупкого разрушения оборудования реакторной установки.

С учетом допустимого наличия протечки из первого контура во второй в эксплуатационных пределах, а также при возникновении течи из первого контура во второй, физическим барьером на пути распространения радиоактивных веществ будут являться также и границы давления второго контура. Кроме того, следует иметь в виду ввод положительной реактивности и потенциальное развитие ядерной аварии при разрывах второго контура, что предусматривает необходимость введения предела безопасной эксплуатации как для первого контура, так и для второго.

4 барьер: Гермооболочка энергоблока

В условиях НЭ и в режимах категории 2 она должна обеспечивать приемлемую степень удержания ПД за счет поддержки внутри пониженного давления, а также выведения радиоактивных ПД, поступающих контайнмент с неорганизованными протечками. Вследствие этого регламентирование для ГО в качестве ПБЭ неких значений по активности ПД в его среде как границы нормальной эксплуатации не требуется.

5 барьер: Биологическая защита

Строительные конструкции здания реактора максимально ослабляют радиационное воздействие на персонал при нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации, проектных и запроектных авариях.

Иллюстрация физических барьеров приведена на рисунке 1.2.1.

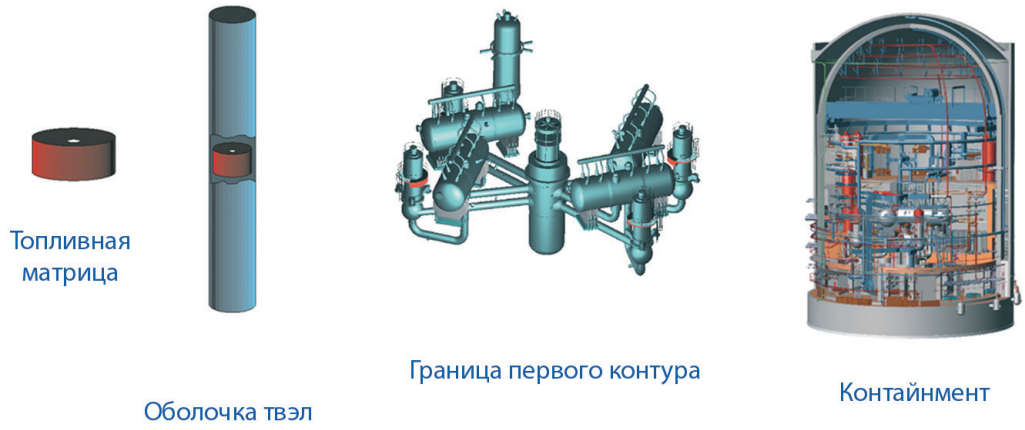


Рисунок 1.2.1
Физические барьеры безопасности

Примечание: пятый уровень защиты на рисунке не показан.

Физические барьеры устанавливаются для предотвращения и ослабления проникновения радиоактивных веществ в окружающую среду. Однако радиоактивные вещества содержатся также и в бассейне выдержки ОЯТ.

Применительно к бассейну выдержки правомерно установление контроля за уровнями активности долгоживущих изотопов цезия-134 и цезия-137 в воде контура охлаждения с рекомендациями персоналу обеспечивать необходимую для выполнения требований РБ (например, доз облучения персонала) эффективность очистки воды БВ, а также размещения ТВС с наиболее значительной степенью разгерметизации твэлов в герметичные пеналы, размещаемые в БВ. Для выполнения этих действий не требуется введение ПБЭ по активности ПД в воде БВ.

Каждый физический барьер проектируется и изготавливается с учетом специальных норм и правил для обеспечения его повышенной надежности. Количество барьеров между радиоактивными продуктами и окружающей средой, а также их характеристики определяются в проектах АС.

В процессе эксплуатации состояние физических барьеров контролируется как прямыми методами (например, визуальный контроль тепловыделяющих сборок перед их загрузкой в активную зону), так и косвенными методами (например, измерение активности теплоносителя и воздушной среды в объеме защитной оболочки). При обнаружении неэффективности или повреждения любого физического барьера необходимо принять меры для устранения причин и восстановления его работоспособности.

1.2.1 УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ БАРЬЕРОВ

Условия эксплуатации барьеров обусловлены проектными режимами работы (включая аварийные) и характеризуются влиянием воздействий различных факторов на их физические свойства.

Под влиянием воздействия (или последствием воздействия) на барьер понимается изменение структуры материала барьера, прочностных характеристик материала и/или конструкции барьера и геометрических характеристик конструкции барьера.

Воздействия, оказывающие влияние на барьер, учитываются при проектировании.

Под предотвращением влияния воздействия на барьеры на каждом уровне защиты АС понимаются технические и организационные меры, направленные на удержание амплитуды/частоты и длительности воздействий в пределах, определяемых соответствующим уровнем защиты АС.

Под ослаблением последствий влияния воздействия на барьеры понимаются технические и организационные меры, направленные на удержание радиоактивных веществ в границах барьеров и сведение к минимуму выбросов в окружающую среду и допустимому влиянию радиоактивных веществ и ионизирующих излучений на персонал, население.

В условиях нормальной эксплуатации проект АС должен обеспечивать проектный уровень воздействий на физические барьеры.

В условиях нарушений нормальных условий эксплуатации (ННУЭ) проект АС должен обеспечивать ограничение воздействий на физические барьеры и целостность всех четырех барьеров (за исключением событий, постулирующих повреждение одного из барьеров, не приводящих к аварии).

В режимах проектных аварий, режимах условий расширенного проектирования (см. 1.3.3) и при тяжелых авариях, проект должен обеспечивать ограничение воздействия и целостность, по крайней мере, для одного четвертого барьера (защитной оболочки).

Проект должен предусматривать меры по исключению зависимых отказов третьего и четвертого барьеров с учетом внешних воздействий.

При проектировании также должно приниматься во внимание влияние, которое могут оказать на состояние барьеров эксплуатация АС, внешние природные и климатические условия, а также деятельность человека на протяжении всего жизненного цикла станции.

1.2.2 ИСТОЧНИКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА БАРЬЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

К источникам воздействия на барьеры, обусловленным основным технологическим процессом АС, относятся:

– ядерная реакция деления;

– радиоактивный распад продуктов деления;

– механические взаимодействия;

– химические взаимодействия;

– электрические и электромагнитные взаимодействия.

Эти источники оказывают постоянное воздействие на барьеры в процессе нормальной эксплуатации и при нарушениях (включая аварии). Для ослабления воздействия и/или уменьшения эффекта от воздействия при проектировании применяют следующие меры:

– использование специальных материалов с характеристиками, обеспечивающими максимальную устойчивость к нежелательным воздействиям; увеличенные проектные запасы;

– применение защитных экранов и других конструктивных защит от ионизирующего излучения;

– тепловая защита и охлаждение нагревающихся поверхностей;

– система слежения за параметрами и автоматические действия системы управления;

– постоянная диагностика и своевременные профилактические действия; поддержание водно-химического режима;

– решения по конструкции оборудования, смягчающие воздействия на барьеры;

– и так далее.

Природно-климатическими условиями, определяющими источники воздействий могут являться: температура наружного воздуха, химический состав воздуха, ветер, смерч, снегопады и снегозаносы, гололед, штормовые волнения, цунами, экстремальное количество осадков, приливы и отливы, ледовые явления на водотоках, аномальное снижение уровня воды, подтопление территории, сейсмическая активности и т. д. В разделе 6 настоящего документа более подробно описаны подходы к учету внешних воздействий при проектировании. Анализ внешних воздействий и проектные меры обеспечения устойчивости к ним представлены в разделе 4 проекта.

Техногенными факторами, определяющими источники воздействия, могут являться: авиакатастрофы, взрывы на объектах, выбросы токсичных веществ, пожары, задымления, прорывы плотин и т. п. Анализ техногенных воздействий и проектные меры обеспечения устойчивости к ним представляются в проекте.

1.2.3 ЗАЩИТА БАРЬЕРОВ

В проекте АС в проектных режимах должны достигаться следующие цели по защите физических барьеров:

По обеспечению целостности топлива:

– при нормальной эксплуатации и ННУЭ вероятность разрушения топлива должна быть очень мала;

– при постулируемых авариях количественные показатели разрушения топлива должны поддерживаться на низком уровне и должно сохраняться охлаждение топлива; вероятность аварии с возникновением неуправляемой цепной реакции крайне мала.

По обеспечению целостности первого и второго контуров:

– система первого контура должна быть разработана и изготовлена в соответствии с высокими стандартами качества, так, чтобы вероятность возникновения отказов в конструкциях и оборудовании, угрожающих их целостности, была минимальной, а все возможные дефекты могли быть диагностированы с высокой степенью достоверности при проведении осмотров и инспекций;

– первый контур с запасом должен выдерживать напряжения, возникающие при нормальной эксплуатации, ННУЭ, постулируемых авариях и режимах расширенного проектирования;

– первый контур и системы, непосредственно связанные с ним, а также системы второго контура важные для безопасности должны быть надежно защищены при всех сценариях ННУЭ и аварий для предотвращения повреждений, вызванных превышением давления;

– должны быть предусмотрены достаточные средства, обеспечивающие обнаружение течей.

По обеспечению целостности защитной оболочки:

– гермооболочка должна проектироваться так, чтобы она сохраняла герметичность при прогнозируемых эксплуатационных событиях и с большой долей вероятности при авариях;

– при проектировании гермооболочки необходимо учитывать перепады давления, радиационные и тепловые нагрузки, уровень радиации в помещениях размещения оборудования, горючие газы, перепады и кратковременные мощные выбросы энергии, возникающие вследствие аварии;

– возможность нарушения герметичности гермооболочки в результате повреждения корпуса реактора должна быть минимальной.

Атомная электростанция должна оборудоваться системами, которые обеспечивают стабилизацию и охлаждение расплавленной активной зоны реактора при тяжелой аварии реактора. Прямое воздействие расплавленной активной зоны реактора на основание или стены защитной оболочки необходимо предотвратить надежным способом.

1.2.4 ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ФИЗИЧЕСКИЕ БАРЬЕРЫ

Основной целью безопасности является сохранение целостности физических барьеров, при этом принимается во внимание, что барьеры подвергаются различного рода воздействиям со стороны источников воздействия, упомянутых в пункте 1.2.2. Эти воздействия, в зависимости от своего характера и интенсивности, могут приводить к различным изменениям структуры материала, снижению прочностных характеристик, изменению геометрических размеров конструкций, к увеличению напряжений в материале и, как итог, нарушению целостности барьера (-ов).

С помощью проектных мер удается максимально снизить вероятность разрушения барьеров от разрушающих воздействий, обусловленных источниками при нормальной эксплуатации.

Для определения мер по защите барьеров при любых эксплуатационных условиях (включая аварийные) формируется специальный перечень проектных условий и исходных событий.

1.3 Уровни, цели и методы глубокоэшелонированной защиты

Как уже отмечалось в п. 1.1, для достижения целей безопасности необходимо выполнение ряда основополагающих **принципов**, одним из которых является принцип защиты в глубину, или глубокоэшелонированной защиты (Defence in Depth=DiD).

Этот фундаментальный принцип безопасности занимает особое место (иногда его называют даже стратегией), поскольку он лежит в основе всей технологии безопасности АС. Реализация этого принципа приводит к необходимости построения специальных систем для обеспечения безопасности.

1.3.1 ЛОГИКА ПОСТРОЕНИЯ ЗАЩИТЫ В ГЛУБИНУ

Философия безопасности направлена на предотвращение аварий, а также смягчение последствий аварий, которые могут привести к значительным выбросам радиоактивных веществ в окружающую среду. Целью является снижение как вероятности возникновения таких событий, так и их последствий.

Принцип эшелонированной защиты применятся в различных областях деятельности, которые требуют высокого уровня обеспечения безопасности, например, защита информации, физическая защита, противовоздушная оборона. Данный принцип построен на идее последовательных барьеров на пути выхода (или проникновения) и защиты данных барьеров различными средствами.

Суть принципа глубокоэшелонированной защиты основана на применении системы физических барьеров на пути распространения ионизирующих излучений и радиоактивных веществ в окружающую среду и эшелонированной системы технических и организационных мер по защите барьеров, а также непосредственной защиты персонала, населения и окружающей среды. Таким образом, основной задачей, реализуемой в проекте, по обеспечению безопасности является проектирование средств для сохранения целостности физических барьеров в различных режимах.

В проекте определяются функции безопасности, которые обеспечивают защиту барьеров путем снижения интенсивности вредного воздействия (или его исключения), а также инженерно-технические средства для их выполнения.

Таким образом, логика построения защиты в глубину требует:

1) определить систему физических барьеров;

2) определить физические условия эксплуатации барьеров (параметры, проектные циклы нагрузок, выбор материалов, эксплуатационные пределы и т. д.)

3) определить источники вредных воздействий на барьеры;

4) определить спектр (характер) вредных воздействий;

5) сформулировать проектные условия и исходные события, влекущие (или могущие повлечь) потерю целостности защитных барьеров;

6) сформулировать уровни защиты в глубину;

7) определить функции безопасности для снижения интенсивности вредного воздействия (или его исключения) для каждого уровня защиты;

8) разработать многоуровневую систему инженерно-технических средств для выполнения функций безопасности, руководствуясь принципами защиты в глубину, изложенными в данной концепции, а также требования к классификации систем, элементов и конструкций с точки зрения выполняемых функций безопасности и требований к обеспечению качества;

9) разработать комплекс организационных защитных мероприятий по управлению авариями.

Для компенсации потенциальных ошибок человека или механических отказов реализуется глубокоэшелонированная защита, опирающаяся на уровни защиты и включающая последовательность барьеров на пути выхода радиоактивных веществ в окружающую среду. Эта концепция включает защиту барьеров для предотвращения повреждения станции и самих барьеров. Она включает дальнейшую защиту населения и окружающей среды от ущерба, если барьеры окажутся не вполне эффективными.

Вся деятельность по безопасности осуществляется на основе многократно перекрывающихся мер с тем, чтобы в случае отказа можно было принять компенсирующие или корректирующие меры и предотвратить ущерб для отдельных лиц или населения в целом. Эта идея многочисленных уровней

защиты и является главной особенностью принципа глубокоэшелонированной защиты.

Концепция глубокоэшелонированной защиты для АС приведена в п.1.2.4 ОПБ АС (НП-001-15) [1].

Безопасность АС должна обеспечиваться за счет последовательной реализации глубокоэшелонированной защиты, основанной на применении системы физических барьеров на пути распространения ионизирующего излучения и радиоактивных веществ в окружающую среду, и системы технических и организационных мер по защите барьеров и сохранению их эффективности, а также по защите персонала, населения и окружающей среды.

Принцип глубокоэшелонированной защиты предполагает создание ряда последовательных уровней защиты от вероятных отказов технических средств и ошибок персонала, включая:

• установление последовательных физических барьеров на пути распространения радиоактивных продуктов в окружающую среду;

• заблаговременное определение технических и административных мероприятий по сохранению целостности и эффективности этих барьеров;

• заблаговременное определение мероприятий по защите персонала, населения и окружающей среды в случае разрушения барьеров.

Принцип глубокоэшелонированной защиты обеспечивает ограничение в рамках каждого уровня (эшелона) последствий вероятных отказов технических средств и ошибок персонала и гарантирует, что единичный отказ технических средств или ошибка персонала не приведут к опасным последствиям. В случае множественных отказов технических средств и/или ошибок персонала применение этого принципа снижает вероятность отрицательного воздействия радиации на персонал, население и окружающую среду.

1.3.2 УРОВНИ ГЛУБОКОЭШЕЛОНИРОВАННОЙ ЗАЩИТЫ

Назначением концепции глубокоэшелонированной защиты является построение безопасности атомной станции, удовлетворяющее требованиям полноты учета возможных состояний атомной станции и разумной достаточности мер безопасности.

Содержание концепции глубокоэшелонированной защиты, изложенное в НП-001-15, основывается на публикациях INSAG-10 и INSAG-12, соответствует требованиям МАГАТЭ «Безопасность атомных станций: проектирование» (NS-R-1), однако имеет некоторые отличия в наименовании и содержании уровней. Подробные пояснения по применению данной концепции приведены в «Комментариях к федеральным нормам и правилам «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» (РБ-152-18) [3].

Требование по принятию всех разумно достижимых мер по обеспечению уровней глубокоэшелонированной защиты – один из ключевых факторов эффективности и надежности многоуровневой защиты, способности ее противостоять отказам уровней по общим причинам. Это обеспечивается, в том числе, применением различных, либо работающих на разных принципах, технических средств для разных уровней защиты. Кроме того, для выполнения данного требования в проекте АС должны предприниматься меры, чтобы воздействия (внутренние и внешние), способные вывести из строя сразу несколько уровней защиты, были тем менее вероятными, чем большее количество уровней глубокоэшелонированной защиты они делают неэффективными.

Структура уровней глубокоэшелонированной защиты включает в себя следующие пять уровней защиты:

Первым уровнем защиты являются качественно выполненный проект АС, в котором все проектные решения обоснованы и обладают определенной степенью консерватизма с точки зрения безопасности, и качество подготовки и квалификации эксплуатационного персонала. При ведении технологического процесса первый уровень защиты физических барьеров обеспечивается за счет поддержания рабочих параметров АС в заданных проектных пределах, при которых барьеры не подвергаются угрозе повреждения. На эффективность первого уровня защиты существенное влияние оказывает развитость свойств внутренней самозащищенности реакторной установки, то есть свойств, определяющих устойчивость к опасным отклонениям параметров технологического процесса, и способность к восстановлению параметров в пределах допустимых значений.

Вторым уровнем защиты АС является обеспечение готовности оборудования и систем, важных для безопасности станции, путем выявления и устранения отказов. Важное значение на данном уровне защиты имеет правильное управление АС при возникновении отклонений от режимов нор-

мальной эксплуатации и принятие персоналом своевременных мер по их устранению. Технически второй уровень обеспечивается надежным резервированием оборудования и систем для контроля состояния элементов и оборудования.

Третий уровень защиты АС – предотвращение запроектных аварий системами безопасности:

– предотвращение перерастания исходных событий в проектные аварии, а проектных аварий в запроектные с применением систем безопасности;

– ослабление последствий аварий, которые не удалось предотвратить, путем локализации выделяюшихся радиоактивных веществ.

Четвертый уровень защиты – управление запроектными авариями:

– предотвращение развития запроектных аварий и ослабление их последствий;

– возвращение АЭС в контролируемое состояние, при котором прекращается цепная реакция деления, обеспечивается постоянное охлаждение ядерного топлива и удержание радиоактивных веществ в установленных границах.

Последним, **пятым, уровнем защиты** является противоаварийное планирование: подготовка и осуществление планов мероприятий по защите персонала и населения на площадке АС и за ее пределами.

Основная задача этого уровня состоит в ослаблении последствий аварий с точки зрения уменьшения радиологического воздействия на население и окружающую среду. Этот уровень защиты обеспечивается за счет противоаварийных действий на площадке АС и реализации планов противоаварийных мероприятий на местности вокруг АС.

В таблице 1.3.1 представлены уровни, цели и средства глубокоэшелонированной защиты.

Таблица 1.3.1
Уровни, цели и средства глубокоэшелонированной защиты проекта АС

Уровни	Цель	Способы достижения целей
Уровень 1	Условия размещения АС и предотвращение нарушений нормальной эксплуатации	– оценка и выбор площадки, пригодной для размещения АС; – установление санитарно-защитной зоны, зоны наблюдения вокруг АС, а также зоны планирования защитных мероприятий; – разработка проектной документации АС (далее – проект АС) на основе консервативного подхода с развитым свойством внутренней самозащищенности РУ и мерами, направленными на исключение порогового эффекта; – обеспечение требуемого качества систем (элементов) АС и выполняемых работ; – эксплуатация АС в соответствии с технологическими регламентами и производственными инструкциями, разрабатываемыми с соблюдением требований нормативных правовых актов и иных нормативных документов; – поддержание в исправном состоянии важных для безопасности систем и элементов путем своевременного определения дефектов, принятия профилактических мер, замены выработавшего ресурс оборудования, организации эффективно действующей системы технического обслуживания и ремонта, документирования результатов работ и контроля; – подбор и обеспечение необходимого уровня квалификации персонала АС для действий при нормальной эксплуатации и нарушениях нормальной эксплуатации, включая предаварийные ситуации и аварии, формирование культуры безопасности.
Уровень 2	Предотвращение проектных аварий системами нормальной эксплуатации	– своевременное выявление отклонений от нормальной эксплуатации и их устранение; – управление при эксплуатации с отклонениями.

Продолжение таблицы 1.3.1

Уровни	Цель	Способы достижения целей
Уровень 3	Предотвращение запроектных аварий системами безопасности	– предотвращение перерастания исходных событий в проектные аварии, а проектных аварий в запроектные аварии с применением систем безопасности; – ослабление последствий аварий, которые не удалось предотвратить, путем локализации выделяющихся радиоактивных веществ.
Уровень 4	Управление запроектными авариями	– возвращение АС в контролируемое состояние, при котором прекращается цепная реакция деления, обеспечивается постоянное охлаждение топлива и удержание радиоактивных веществ в установленных границах; – предотвращение развития запроектных аварий и ослабление их последствий, в том числе с применением специальных технических средств для управления запроектными авариями, а также любых систем (элементов), **включая системы (элементы) нормальной эксплуатации и системы (элементы) безопасности**, способных выполнять требуемые функции в сложившихся условиях; – защита герметичного ограждения РУ от разрушения при запроектных авариях и поддержание его работоспособности.
Уровень 5	Противоаварийное планирование	подготовка и осуществление планов мероприятий по защите персонала и населения на площадке АС и за ее пределами.

Глубокоэшелонированная защита должна осуществляться на всех этапах деятельности, связанных с обеспечением безопасности АС, в той части, которая затрагивается этим видом деятельности. Приоритетной является стратегия предотвращения неблагоприятных событий, при этом особое внимание должно уделяться уровням 1 и 2. Должны быть предприняты все разумно достижимые меры, обеспечивающие независимость уровней глубокоэшелонированной защиты друг от друга. Предпринятые меры должны быть обоснованы.

Каждый уровень защиты АС должен обеспечивать определенную для данного уровня эффективность защиты барьеров от воздействий. Для каждого уровня должны быть предусмотрены соответствующие технические и/или организационные меры по предотвращению и/или ослаблению последствий воздействий или источников воздействий.

При этом задачей технических средств, предусматриваемых на различных уровнях ГЭЗ, в случае возникновения сбоев или аварийных ситуаций является перевод АЭС в одно из трех состояний:

– возврат в режим нормальной эксплуатации;

– перевод в контролируемое состояние;

– перевод в безопасное состояние.

Контролируемое состояние характеризуется состоянием АС, при котором прекращается цепная реакция деления, **обеспечивается постоянное охлаждение топлива и удержание радиоактивных веществ в установленных границах.**

Безопасное состояние характеризуется состоянием АС, при котором прекращена цепная реакция деления, обеспечивается отвод остаточных тепловыделений от топлива и отсутствует избыточное давление в пределах 3 и 4 физического барьера.

Конечное состояние АС и требования по его достижению определяются в проекте в зависимости от исходных событий, характеризующих режим и состояние как РУ, так всей АС в целом.

1.3.3 НЕЗАВИСИМОСТЬ УРОВНЕЙ ЗАЩИТЫ В ГЛУБИНУ

Уровни защиты должны реализовываться независимыми по отношению друг к другу таким образом, чтобы отказ работоспособности следующего уровня не был следствием (или имеющим ту же причину) отказа выполнения функции безопасности на одном из предыдущих уровней. Степень независимости должна быть разумно достижимой.

Основными способами обеспечения независимости являются **функциональное и физическое разделение средств,** выполняющих схожие функции безопасности на различных уровнях защиты, а также применение принципа разнообразия. Все эти способы обеспечивают защиту от отказов по общим причинам при внутренних и/или внешних воздействиях.

Под функциональным разделением понимается отсутствие общих связей у систем, выполняющих схожие функции на различных уровнях защиты, так чтобы они не могли одновременно отказать из-за отказа в общей для них системе, структуре или элементе. Например, они не должны иметь

общих связей с обеспечивающими и/или управляющими системами. Если система, компонент или конструкция выполняют различные функции на разных уровнях защиты в глубину, то это также случай функционального разделения.

Под физическим разделением понимается разделение для обеспечения исключения одновременного отказа систем, выполняющих схожие функции на различных уровнях защиты, из-за общей причины, связанной с внешним или внутренним воздействием. Физическое разделение может быть выполнено следующими способами:

– с использованием геометрических факторов (расстояния, ориентации, размещения и т. д.);

– посредством барьеров;

– за счет сочетания вышеуказанных мер.

Выбор методов разделения зависит от рассмотренных в основе проекта воздействий в результате пожаров, химических взрывов, авиационных аварий, попадания летящих предметов, затопления, воздействия температуры, влажности и т. д. в той мере, в какой они применимы.

Под принципом разнообразия понимается применение для выполнения заданной функции безопасности технических средств, имеющих отличительные признаки. При этом отличительными признаками технических средств могут являться:

– разные принципы работы;

– разные физические переменные;

– разные эксплуатационные условия;

– разные изготовители оборудования;

– и так далее.

Принципы независимости на различных уровнях защиты должны применяться как к основным системам, выполняющим функции безопасности, так и к обеспечивающим и управляющим системам, то есть при анализе выполнения основных функций безопасности должно приниматься во внимание их зависимость от вспомогательных систем на каждом из уровней глубокоэшелонированной защиты.

Таким образом, реализация принципа глубокоэшелонированной защиты позволяет достигать главной цели безопасности при эксплуатации – предот-

вращения отказов и аварий, а в случае их возникновения предусматривает средства по их преодолению и ограничению последствий аварий.

Анализ причин крупных аварий показал, что пути их протекания и их последствия находились в прямой зависимости от правильности применения мероприятий, предусмотренных принципом глубокоэшелонированной защиты. Для того, чтобы этот принцип был реализован и действовал в полной мере, необходимо обеспечить эффективность всех пяти уровней защиты в глубину.

Графическое представление алгоритма действия глубокоэшелонированной защиты приведено на рисунке 1.3.2.

Следует отметить важные моменты, изображенные на рисунке 1.3.2.

1. На уровень проектных (3-й уровень) и запроектных аварий (4-й уровень) можно попасть сразу, минуя предыдущие уровни ГЭЗ.

Например, причиной запроектных аварий могут быть исходные события, не входящие в перечень исходных событий для анализа проектных аварий.

Согласно НП-001-15 допускается не включать в перечень исходных событий для анализа проектных аварий внутренние события, имеющие оцененную вероятность возникновения на интервале в один год 10^{-6} или ниже.

Такие исходные события возможны, но они не могут привести непосредственно к тяжелой аварии – необходимо длительное время развития аварийного процесса для превышения МПП повреждения твэлов (более 24 часов в проекте НВАЭС-2). В течение этого времени персонал имеет возможность привлечь и использовать дополнительные технические средства для удержания РУ в контролируемом состоянии (например, АДГУ и альтернативный промконтур).

2. Не всякая тяжелая авария приводит к большому аварийному выбросу радиоактивных веществ в окружающую среду. Проект предусматривает специальные технические средства для локализации последствий тяжелой аварии внутри контаймента (УЛР, рекомбинаторы водорода).

3. Нет исходных событий с вероятностью более 10^{-7} реактор/год, приводящих непосредственно к значительному радиационному воздействию. Например, в проекте НВ АЭС-2 обосновано, что вероятность разрушения корпуса реактора одного блока АС на интервале в один год не превышает 10^{-7}.

На рисунке 1.3.3 изображены уровни глубокоэшелонированной защиты в соответствии с проектными и запроектными режимами энергоблока НВ АЭС-2.

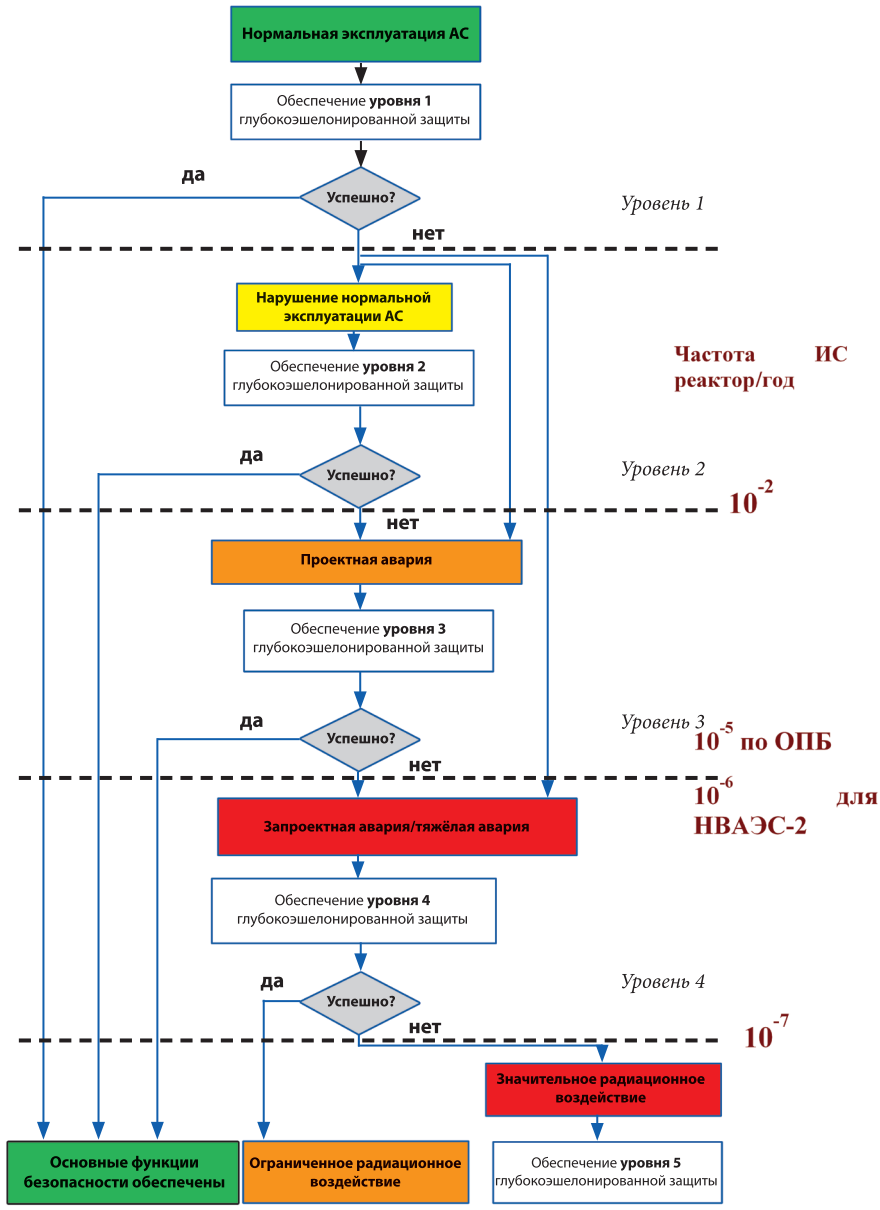


Рисунок 1.3.2
Алгоритм действия глубокоэшелонированной защиты

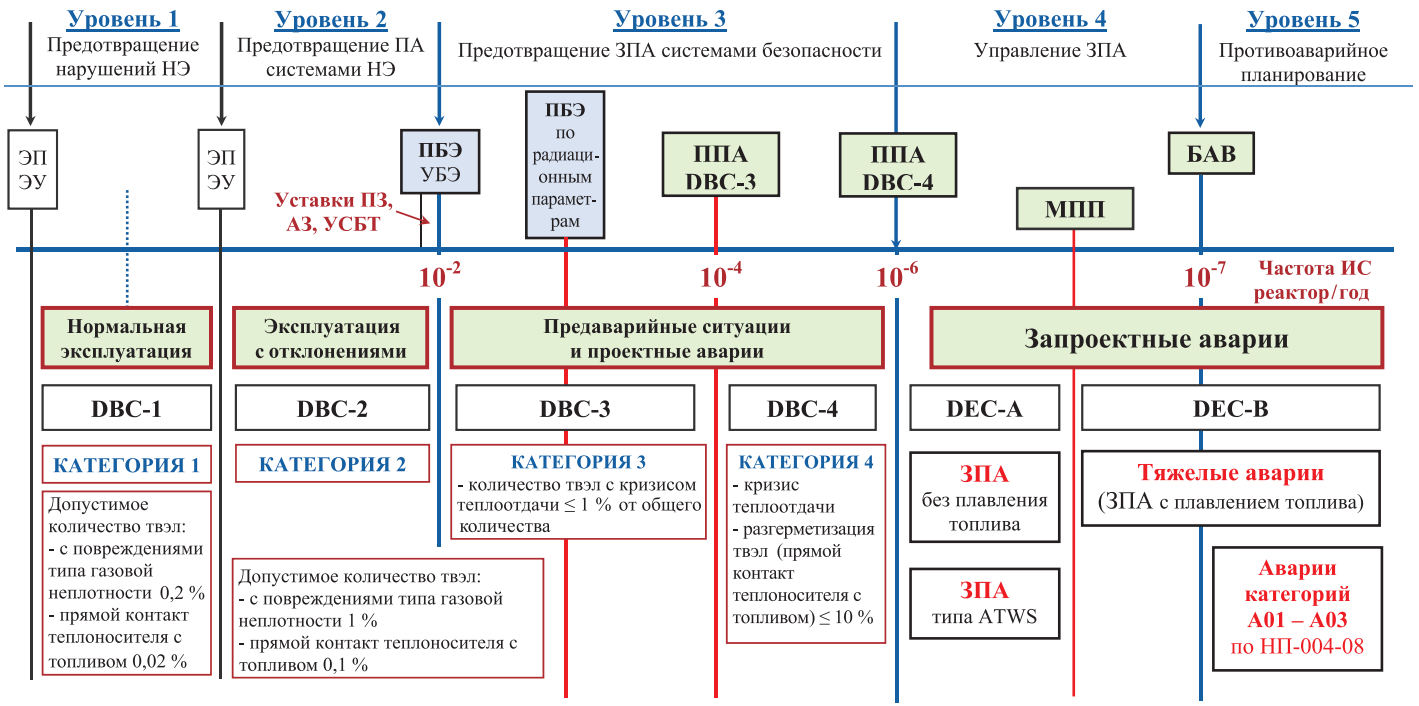


Рисунок 1.3.3 Соответствие уровней ГЭЗ категориям режимов эксплуатации

ЭП (ЭУ) – эксплуатационные пределы (эксплуатационные условия),

ПБЭ (УБЭ) – пределы безопасной эксплуатации (условия безопасной эксплуатации),

ППА – проектные приемочные критерии для аварий,

МПП – максимальный проектный предел повреждения твэлов,

БАВ – большой аварийный выброс радиоактивных веществ в окружающую среду.

Использование глубокоэшелонированной защиты направлено на ограничение аварий и ослабление их последствий.

Способы защиты населения и окружающей среды от возможности и последствий аварий на АЭС зависят от воздействий на физические барьеры, которые возникают при различных аномальных событиях.

1.4 Пределы и условия безопасной эксплуатации

Проектные пределы и условия безопасной эксплуатации для АС с В-392М впервые в отечественной практике установлены применительно ко всем состояниям энергоблока, реализуемым в процессе его эксплуатации.

1.4.1 ПРОЕКТНЫЕ ПРЕДЕЛЫ И УСЛОВИЯ ДЛЯ СОСТОЯНИЙ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И НАРУШЕНИЙ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Установлены следующие проектные пределы и условия безопасной эксплуатации для состояний нормальной эксплуатации и нарушений нормальной эксплуатации АС с В-392М:

– состояние 1 (С1) – работа на мощности;
– состояние 2 (С2) – выход на минимально-контролируемый уровень мощности;
– состояние 3 (С3) – горячее состояние;
– состояние 4 (С4) – холодное состояние;
– состояние 5 (С5)– останов для ремонта;
– состояние 6 (С6) – перегрузка топлива;
– состояние 7 (С7) – разогрев;
– состояние 8 (С8) – расхолаживание.

Кроме того, границы между состояниями четко определены и установлены следующим образом:

1) Между состоянием С6 (перегрузка топлива) и состоянием С5 (останов для ремонта) – снятие/установка гидрозатворов между топливным бассейном и шахтой реактора.

2) Между состоянием С5 (останов для ремонта) и состоянием С4 (холодное) – разуплотнение одного из/уплотнение всех разъемов первого контура.

3) Между состоянием С4 (холодное) и состоянием С7 (разогрев) – температура теплоносителя на выходе из реактора меньше/больше 70 °С.

4) Между состоянием С7 (разогрев) и состоянием С3 (горячее) – температура теплоносителя на входе в реактор меньше/больше 260 °С.

5) Между состоянием С3 (горячее) и состоянием С2 (выход на МКУ) – все группы ОР СУЗ полностью введены в активную зону/начато извлечение групп ОР СУЗ из активной зоны.

6) Между состоянием С2 (выход на МКУ) и состоянием С1 (работа на мощности) – нейтронная мощность меньше/больше 1 % $N_{ном}$.

7) Между состоянием С3 (горячее) и С8 (расхолаживание) – температура теплоносителя на входе в реактор больше/меньше 260 °С.

8) Между состоянием С8 (расхолаживание) и состоянием С4 (холодное) – температура теплоносителя на выходе из реактора больше/меньше 70 °С.

Параметры и условия состояний нормальной эксплуатации блоков 1 и 2 НВАЭС-2 для всех эксплуатационных состояний приведены в таблице 1.4.1.

Таблица 1.4.1
Параметры и условия состояний нормальной эксплуатации энергоблока (РУ) В-392М

№	Состояние РУ	Коэффициент размножения, $K_{эфф}$	Тепловая мощность реактора, % $N_{ном}$	Концентрация борной кислоты в т/н 1 контура, г/дм^3	Температура теплоносителя, °С		Дополнительные условия
					на входе в реактор	на выходе из реактора	
С1	Работа на мощности	1	> 1	$C_{тек}$	> 284	-	– Давление в 1 контуре P_I = (16,1 ± 0,3) МПа – давление пара на выходе из ПГ (6,8 – 7,0) ± 0,1 МПа; – в работе не менее двух ГЦНА
С2	Выход на МКУ мощности	≤ 1	≤ 1	от 20 до $C_{тек}$	> 274	-	– Одна из групп ОР СУЗ выше НКВ – P_I = (16,1±0,3) МПа; – $L_{КД}$ = (5100 ± 150) мм – $P_{ПГ}$ = (5,8 – 6,7)±0,1 МПа – $L_{ПГ}$ = ($L_{НОМ}$ ± 50) мм – разница концентраций H_3BO_3 в реакторе и КД< 0,5 г/дм^3 – в работе не менее двух ГЦНА
С3	Горячее	< 0,99 без учета погруженных в активную зону ОР СУЗ	-	от C_{min} до 20	260÷284	-	– все ОР СУЗ на НКВ (либо НЖУ) – P_I = 16,1+0,3 МПа; $L_{КД}$ = (5100 ± 150) мм – $P_{ПГ}$ = 4,7 – 6,8 МПа; $L_{ПГ}$ = ($L_{НОМ}$ ± 50) мм – разница концентраций H_3BO_3 в реакторе и КД < 0,5 г/дм^3

Продолжение таблицы 1.4.1

№	Состояние РУ	Коэффициент размножения, $K_{эфф}$	Тепловая мощность реактора, % $N_{ном}$	Концентрация борной кислоты в т/н 1 контура, г/дм^3	Температура теплоносителя, °С		Дополнительные условия
					на входе в реактор	на выходе из реактора	
С4	Холодное	< 0,98 без учета ОР СУЗ	-	16÷20	-	< 70	– 1 контур уплотнен – разница концентраций H_3BO_3 в реакторе и КД < 0,5 г/дм^3 – все ОР СУЗ – на НКВ (либо на НЖУ) сочетание давления и температуры корпуса реактора удовлетворяет критерию сопротивления хрупкому разрушению
С5	Останов для ремонта	< 0,98 без учета ОР СУЗ	-	16÷20	-	< 70	– 1 контур разуплотнен – уровень в реакторе на 300–400 мм ниже ГРР или снижен для выполнения ремонтных работ, но не ниже (600 ± 50) мм над уровнем оси «холодных» патрубков – разница концентраций H_3BO_3 в реакторе и КД: менее 0,5 г/дм^3 – атмосферное давление в первом контуре; – все ОР СУЗ – на НЖУ
С6	Перегрузка топлива	< 0,98 без учета ОР СУЗ	-	16÷20	-	< 60	– ВБ и БЗТ сняты – гидрозатвор снят, шахта реактора объединена с БВ – уровень в БП = 25,45 ± 0,1 м
С7	Разогрев	< 0,98 без учета ОР СУЗ	-	16÷20	< 260	≥70	Разница концентраций H_3BO_3 в реакторе и КД < 0,5 г/дм^3
С8	Расхолаживание	< 0,98 без учета ОР СУЗ	-	16÷20	< 260	≥70	Разница концентраций H_3BO_3 в реакторе и КД < 0,5 г/дм^3

$\mathbf{C_{тек}}$ – критическая концентрация H_3BO_3 для конкретной загрузки, уровня мощности, положения ОР СУЗ, отравления ксеноном и самарием, длительности работы загрузки;

$\mathbf{C_{min}}$ – минимально допустимая величина, обеспечивающая подкритичность не менее 1 % (без учета погруженных в активную зону ОР СУЗ) на данный момент кампании (по альбому НФХ данной топливной загрузки).

В таблице 1.4.2 определены физические барьеры, для которых в проекте установлены пределы безопасной эксплуатации с привязкой к соответствующим эксплуатационным состояниям.

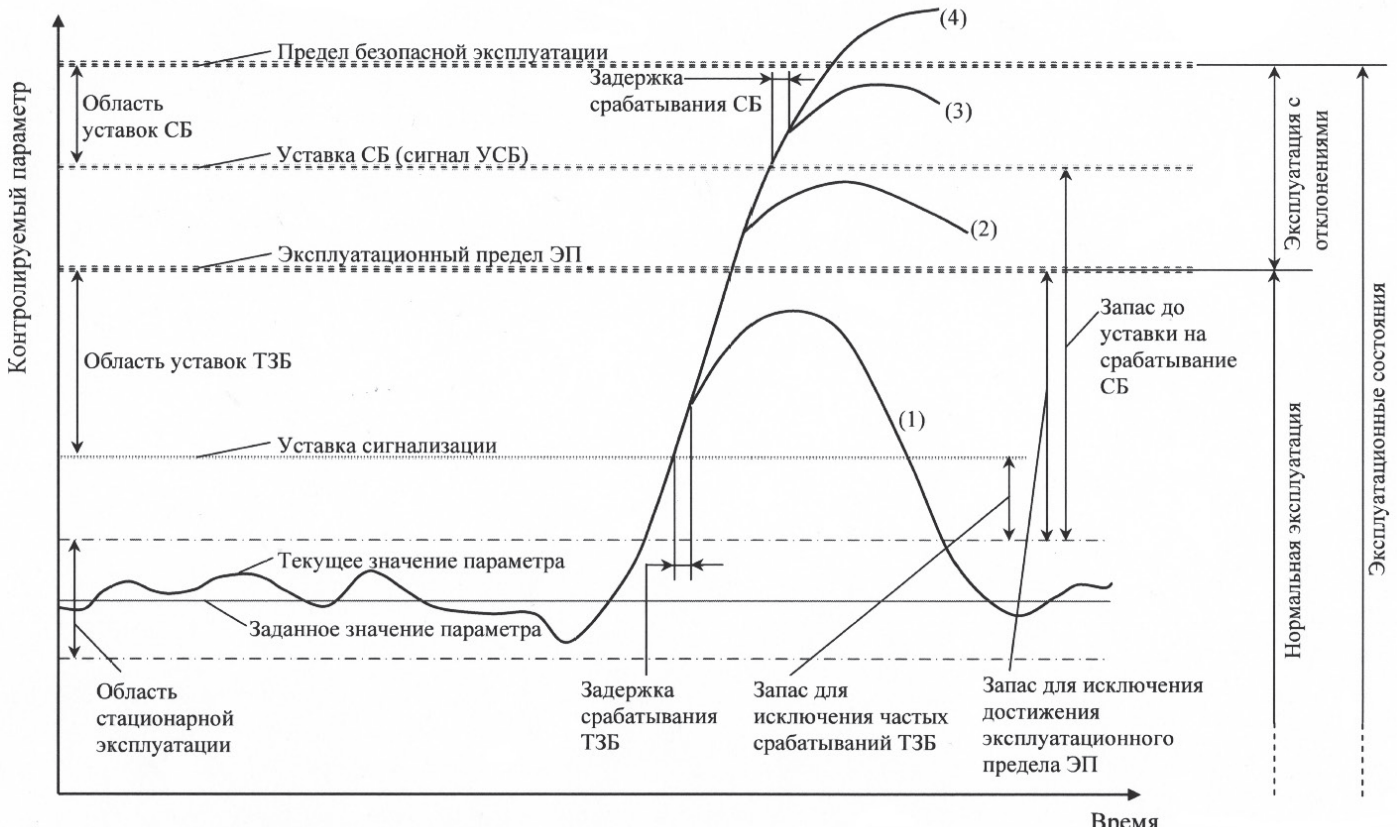
Таблица 1.4.2
Физические барьеры, для которых в проекте установлены пределы безопасной эксплуатации с привязкой к соответствующим эксплуатационным состояниям

Физические барьеры	Эксплуатационное состояние							
	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
Топливная матрица	+	+	–	+	+	+	+	+
Оболочка твэл/твэг	+	+	+	+	+	+	+	+
Граница контура теплоносителя реактора	+	+	+	+	–	–	+	+
Герметичное ограждение реактора и биологическая защита[1]	–	–	–	–	–	–	–	–

В качестве основных параметров, устанавливаемых как пределы безопасной эксплуатации, принимаются характеристики воздействия на первые три физические барьера, характеристики состояния первых трех физических барьеров и характеристики воздействия на оболочки твэла/твэга в бассейне выдержки и перегрузки.

На рисунке 1.4.1 приведены проектные пределы и параметры переходного процесса для состояний нормальной эксплуатации (1), нарушений нормальной эксплуатации без достижения уставок на срабатывание систем безопасности (2), предаварийные ситуации без превышения предела безопасной эксплуатации (3) и аварии с превышением предела безопасной эксплуатации (4).

[1] Для герметичного ограждения реактора и биологической защиты установлены условия безопасной эксплуатации.



(1) – эксплуатационные переходные режимы (режимы категории 1)
(2) – режимы эксплуатации с отклонениями без достижения уставок на срабатывание СБ (режимы категории 2)
(3) – предаварийные ситуации без превышения предела безопасной эксплуатации (режимы категории 2)
(4) – предаварийные ситуации и аварии с превышением предела безопасной эксплуатации (режимы категорий 3 и 4)

Рисунок 1.4.1
Изменение параметра в процессе переходного процесса для различных эксплуатационных состояний

1.4.2 ПРЕДЕЛЫ И УСЛОВИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЛЯ АВАРИЙ

Пределы повреждения топлива

Как же связаны пределы и условия безопасной эксплуатации АС с состоянием ядерного топлива и повреждений твэл?

Основными критериями при проектировании активной зоны реактора являются пределы повреждения топлива – твэл. При этом различают дефекты типа газовой неплотности от числа твэлов в активной зоне и дефекты прямой контакт ядерного топлива с теплоносителем от числа твэлов в активной зоне.

Предел безопасной эксплуатации по качеству и величине дефектов твэлов называют первый проектный предел (см. таблицу 1.4.3).

Максимальный проектный предел повреждения твэлов называют второй проектный предел (см. таблицу 1.4.3).

Во всех режимах нормальной эксплуатации и режимах с нарушениями нормальных условий эксплуатации (см. рисунок 1.3.3. – категории 1, 2) обеспечивается непревышение первого проектного предела повреждения твэлов, а в аварийных режимах – непревышение второго проектного предела повреждения твэлов.

К группе проектных аварий относятся маловероятные исходные события, в которых принципы анализа безопасности проводятся в соответствии с определением проектной аварии.

В таблице 1.4.3 представлены пределы для режимов, принятые при проведении анализов безопасности в ООБ проекта АС с РУ-В 392М.

Максимальный проектный предел повреждения твэлов

Для проектных аварий (DBC-2, DBC-3, DBC-4) и сложных последовательностей (DEC-A) установлен максимальный проектный предел повреждения твэлов, соответствующий следующим предельным параметрам:

– температура оболочек твэлов – не более 1200 °С;

– эквивалентная степень окисления оболочек твэлов – не более 18 % от исходной толщины оболочки;

– доля прореагировавшего циркония в активной зоне – не более 1 % его массы в оболочках твэлов;

– максимальная температура топлива должна быть не выше температуры плавления.

Для аварий с расплавлением активной зоны (DEC-B) установлены следующие критерии:

– концентрация смеси газов, которые образуются в реакторе и подреакторном пространстве после выпадения расплава, не должна достигать взрывоопасного значения;

– давление в первом и втором контурах не должно превышать соответствующих значений давлений гидроиспытаний на прочность;

– если остатки активной зоны нельзя охладить внутри корпуса реактора, то в момент проплавления корпуса давление в системе теплоносителя первого контура должно быть не более 1 МПа;

– допустимое воздействие импульса давления на элементы шахты бетонной: 150 кПа · с;

– максимально допустимое давление в шахте бетонной: 2,0 МПа;

– должно исключаться кипение расплава;

– должна быть обеспечена подкритичность разрушенной и расплавленной активной зоны.

Таблица 1.4.3
Приемочные критерии для проектных режимов категорий DBC-2, DBC-3, DBC-4

Номер критерия	Содержание критерия
1	Давление в первом и втором контурах будет составлять не более 115 % от расчетного значения, т.е. давление в первом контуре не должно превышать 20,29 МПа, давление во втором контуре не должно превышать 9,315 МПа.
2	Должен быть предусмотрен КИП для обнаружения возможных ошибок в загрузке топлива при выходе на мощность
3	Кризис теплоотдачи не достигается с вероятностью 95 % для самого горячего твэла (минимальный запас до кризиса теплоотдачи в активной зоне более 1,0)
4	Топливные таблетки не плавятся даже локально. Температура плавления твэла составляет 2540 °С для «выгоревшего» топлива и 2840 °С для «свежего» топлива. Температура плавления твэга составляет соответственно 2260 и 2300 °С [1]

[1] При выполнении расчетов по пространственной кинетике температура плавления топлива ($T_{пл}$) определяется следующим образом (согласно ООБ):
– для твэгов $T_{пл} = T_{пл\,0} – 0{,}56 \cdot B$, где B – выгорание, МВт · сут/кгU;
$T_{пл\,0}$ = 2405, 2300 °С – температура плавления необлученного УГТ, соответственно для UO_2 + 5,0, 8,0 % Gd_2O_3;
– для твэлов $T_{пл} = 2840 – 0{,}56 \cdot B$, где B – выгорание, МВт · сут/кгU.

Продолжение таблицы 1.4.3

Номер критерия	Содержание критерия
5	Следующие критерии аварийного охлаждения активной зоны должны удовлетворяться: – не превышается **максимальный проектный предел** повреждения твэлов; – каналы для потока теплоносителя внутри ТВС не должны быть заблокированы до такой степени, чтобы нарушалась способность охлаждения из-за вздутия, разрушения оболочек твэлов, а также из-за деформации других деталей ТВС и внутриреакторных устройств[2]; – плавление регулирующих стержней не допускается[2]; – перемещение регулирующих стержней в реакторе не должно нарушаться из-за возможных деформаций в топливных сборках, регулирующих стержнях и внутриреакторных устройствах[2]; – взаимодействие между различными компонентами ТВС не должно приводить к плавлению этих компонентов[2]; – должно быть достигнуто безопасное состояние активной зоны так, чтобы были созданы условия для поддержания реактора в подкритичном состоянии, его расхолаживания в выключенном состоянии после аварии, а также для демонтажа активной зоны и внутриреакторных устройств
6	С момента поступления сигнала тревоги, извещающего оператора о непредусмотренном снижении концентрации борной кислоты, имеется минимальное количество времени до достижения критичности: – во время перегрузки топлива – 30 мин; – во время пуска, холодного останова, горячего состояния и работы на мощности – 15 мин
7	Усредненная по сечению топливной таблетки энтальпия топлива не превышает 586 Дж/г
8	Усредненная по сечению топливной таблетки энтальпия топлива не превышает 963 Дж/г для «свежего» топлива и с выгоранием до 50 МВт·сут/кгU и 691 Дж/г для топлива с выгоранием более 50 МВт·сут/кгU в любом сечении по высоте твэла
9	Для проектных режимов категории 3. Количество разгерметизировавшихся в процессе аварии твэлов не должно превышать 1 % от общего количества твэлов, находящихся в активной зоне
10	Для проектных режимов категории 3. Количество разгерметизировавшихся в процессе аварии твэлов[3] не должно превышать 10 % общего количества твэлов, находящихся в активной зоне

[2] Выполнение указанных критериев подтверждается в ООБ.
[3] Для аварий типа ATWS данный критерий не рассматривается.

Примечание: Для проектных аварий категории 3, связанных с:

– разгерметизацией первого контура (в соответствующих анализах должен быть определен размер течи первого контура при котором, отсутствует кризис теплообмена);
– проектными авариями разгерметизации второго контура;
– непосадкой одного ИПУ КД,

не должен быть превышен предел безопасной эксплуатации повреждения твэлов за счет обеспечения подкритичности активной зоны, сохранения ее под заливом теплоносителя и обеспечения бескризисного охлаждения с учетом предусмотренных проектных запасов, быстродействия и эффективности защитных систем.

Таблица 1.4.4
Приемочные критерии для режимов расширенного проектирования (ЗПА без плавления топлива) DEC-B

Номер критерия	Содержание критерия
1а	Давление в первом и втором контурах будет составлять не более 115 % от расчетного значения, т. е. давление в первом контуре не должно превышать 20,29 МПа, давление во втором контуре не должно превышать 9,315 МПа
1б	Для аварий типа ATWS (с несрабатыванием аварийной защиты) давление в первом и втором – контурах не более 135 % от расчетного значения, т. е. давление в первом контуре не должно превышать 23,8 МПа, давление во втором контуре не должно превышать 10,9 МПа
2	Топливные таблетки не плавятся даже локально. Температура плавления твэла составляет 2540 °С для «выгоревшего» топлива и 2840 °С для «свежего» топлива. Температура плавления твэга составляет соответственно 2260 и 2300 °С[1]
3	Следующие критерии аварийного охлаждения активной зоны должны удовлетворятся: – не превышается **максимальный проектный предел повреждения твэлов;** – каналы для потока теплоносителя внутри ТВС не должны быть заблокированы до такой степени, чтобы нарушалась способность охлаждения из-за вздутия, разрушения оболочек твэлов, а также из-за деформации других деталей ТВС и внутриреакторных устройств[2]; – плавление регулирующих стержней не допускается[2]; – перемещение регулирующих стержней в реакторе не должно нарушаться из-за возможных деформаций в топливных сборках, регулирующих стержнях и внутриреакторных устройствах[2, 3]; – взаимодействие между различными компонентами ТВС не должно приводить к плавлению этих компонентов[2].

Продолжение таблицы 1.4.4

Номер критерия	Содержание критерия
	– должно быть достигнуто безопасное состояние активной зоны так, чтобы были созданы условия для поддержания реактора в подкритичном состоянии, его расхолаживания в выключенном состоянии после аварии, а также для демонтажа активной зоны и внутриреакторных устройств

[1] При выполнении расчетов по пространственной кинетике температура плавления топлива ($T_{пл}$) определяется следующим образом (согласно ООБ):

– для твэгов $T_{пл} = T_{пл\,0} - 0{,}56 \cdot B$, где B – выгорание, МВт · сут/кгU;

$T_{пл\,0}$ = 2405, 2300 °С – температура плавления необлученного УГТ, соответственно для UO_2 + 5,0, 8,0 % Gd_2O_3;

– для твэлов $T_{пл} = 2840 - 0{,}56 \cdot B$, где B – выгорание, МВт · сут/кгU.

[2] Выполнение указанных критериев подтверждается в ООБ.

[3] Для аварий типа ATWS данный критерий не рассматривается.

1.4.3 ПРЕДЕЛЫ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ФИЗИЧЕСКИЕ БАРЬЕРЫ

Согласно руководству МАГАТЭ NNS-G-2.2 [4] «Пределы и условия для эксплуатации и эксплуатационные процедуры для атомных станций» необходимо предотвращать нарушение ПБЭ путем некоторого запаса между значением уставки срабатывания СБ и значением параметра, при котором достигается ПБЭ. В отдельных случаях в проектах российских АЭС уставки на срабатывание систем безопасности назначаются равными пределам безопасной эксплуатации. Такое решение связано с дополнительными сложностями при обосновании пределов, т. к. уставки в любом случае обосновываются расчетами аварийных режимов. Это, с одной стороны, противоречит требованиям международных и российских нормативных документов. С другой стороны, теряется основной смысл назначения пределов – «принятие экстренных мер по управлению технологическим процессом, направленных на предотвращение аварии». Кроме того нарушение пределов безопасной эксплуатации приводит к повышению категории инцидента как по шкале отечественных НП-004-08 [5], так

и по международной шкале INES [6]. В документах МАГАТЭ используется термин «пределы безопасности» (safety limits). В проектах зарубежных АС уставки систем безопасности значительно отличаются от пределов безопасности. Например, для большинства блоков с реакторами ВВЭР-1000 уставка аварийной защиты по давлению первого контура и предел безопасной эксплуатации совпадают и равны 180 кгс/см^2. А для блоков с реакторами ВВЭР-1000 Тяньваньской АЭС уставка аварийной защиты равна 17,8 МПа, а предел безопасности – 20,3 МПа.

Для российских АЭС проблема совпадения ПБЭ и уставок АЗ впервые решена именно на НВАЭС-2.

В таблице 1.4.5 приведены пределы безопасной эксплуатации НВАЭС-2, характеризующие воздействие на физические барьеры.

Таблица 1.4.5
Пределы безопасной эксплуатации НВАЭС-2, характеризующие воздействие на физические барьеры

Параметр	Барьер	Значение ПБЭ	Способ и место			Способ и место измерения параметра
			АЗ	ПЗ-2	ПС	
1.Коэффициент запаса до кризиса теплоотдачи по локальному тепловому потоку, отн. ед.	– топливная матрица – оболочка твэл	*** 1.0** при мощности реактора более 20 % $N_{ном}$	**1,35**	**1,6**	**1,7**	Расчет в ПТК-3 СВРК по измеренным токам ДПЗ и показаниям датчиков общетехнологических замеров

* В состоянии С1 разогрев топлива, способный привести к повреждению топливной матрицы, возможен в случае неконтролируемого роста мощности, приводящего к достижению кризиса теплоотдачи и последующему разогреву твэлов/твэгов и их оболочек. Таким образом, пределом безопасной эксплуатации, характеризующим воздействие на первый физический барьер, является коэффициент запаса до кризиса теплоотдачи по локальному тепловому потоку (DNBR = 1, при мощности более 20 % $N_{ном}$).
При уровне мощности менее 20 % $N_{ном}$ определяющим фактором является целостность оболочки твэла/твэга, т. к. в случае нарушения отвода тепла от активной зоны и разогрева вследствие этого элементов ТВС температура оболочек твэла/твэга достигнет значений, приводящих к ее разрушению ранее, чем могут быть созданы условия для повреждения топливной матрицы.

Значение **DNBR=1** учитывает погрешность корреляции, используемой для расчета критического теплового потока. Без учета указанной погрешности предельное значение коэффициента запаса до кризиса теплоотдачи составляет **1,274.**
В ППО ПТК-3 СВРК для расчета критического теплового потока используются, в зависимости от области применимости, корреляция ОКБ «ГИДРОПРЕСС» и метод НИКИЭТ. Расчет и представление оперативному персоналу текущего минимального значения коэффициента запаса до кризиса теплоотдачи проводится СВРК непрерывно.
Величина запаса до кризиса теплоотдачи (DNBR) рассчитывается по соотношению **DNBR = ($q_{доп}$ / q_z),** где:
q_z = величина текущего теплового потока по высоте;
$q_{доп}$ = величина допустимого теплового потока = $q_{кр} \cdot (1 - \delta)$;
$q_{кр}$ = расчетный критический тепловой поток;
δ = погрешность корреляции ОКБ «Гидропресс».
Для состояния С3, С4, С5, С6, С7, С8 в силу нахождения реактора в подкритическом состоянии и малых линейных тепловых потоков с топливных оболочек коэффициент запаса до кризиса теплоотдачи как предел безопасной эксплуатации неприменим.
При непреднамеренном росте мощности в состоянии С2 (МКУ) данный предел безопасной эксплуатации фактически контролируется в состоянии С1 при достижении мощности более 20 % $N_{ном}$.
Контроль запаса до кризиса теплоотдачи на поверхности твэла/твэга должен быть непрерывным при мощности реактора более 20 % $N_{ном}$. **Действия оперативного персонала при потере средств контроля:**
– контролировать/выполнить неплановый останов реактора с регламентной скоростью, с переводом энергоблока в состояние «горячее».

Параметр	Барьер	Значение ПБЭ	Эксплуатационное состояние	Способ и место измерения параметра
2. Уровень теплоносителя первого контура по СКУТ на высоте верхней образующей входных патрубков реактора	Оболочка твэл	Появление уровня по показаниям дискретного датчика	С1 (работа на мощности) С2 (выход на МКУ) С3 (горячее) С4 (холодное) С7 (разогрев) С8 (расхолаживание) С5 (останов для ремонта) при подключенных датчиках СКУТ	СКУТ

Разогрев оболочек твэлов/твэгов возможен при отсутствии их охлаждения в случае потери теплоносителя, образования уровня в реакторе и оголения топливной части ТВС.
Контроль снижения уровня теплоносителя может быть выполнен по СКУТ.
Контроль уровня теплоносителя 1 контура по СКУТ должен быть непрерывным.

Действия оперативного персонала при потере средств контроля:
– для состояний С1 (работа на мощности) и С2 (МКУ): выполнять контроль температуры теплоносителя первого контура на выходе из кассет. При наблюдении температуры теплоносителя первого контура на выходе из кассет, соответствующей линии насыщения при текущем давлении, контролировать/выполнить неплановый останов реактора, осуществив перевод энергоблока в состояние «горячее»;
– для состояний С3 (горячее), С4 (холодное), С5 (останов для ремонта) и С6 (расхолаживание): прекратить операции, потенциально приводящие к снижению уровня в реакторе;
– для состояния С7 (разогрев): остановить процедуру разогрева. Прекратить операции, потенциально приводящие к снижению уровня в реакторе. Возобновление разогрева - после восстановления контроля за уровнем.

Параметр	Барьер	Значение ПБЭ	Эксплуатационное состояние	Способ и место измерения параметра
3. Уровень теплоносителя первого контура в реакторе по нижней образующей входного патрубка, м	Оболочка твэл	0 (соответствует нижней образующей входного патрубка)	С5 (останов для ремонта) при отключенных датчиках СКУТ и при наличии ТВС в реакторе С6 (перегрузка топлива) при отсутствии операций, связанных с транспортированием ТВС	Установленный в реакторе уровнемер с базой 4 метра

Разогрев оболочек твэлов/твэгов возможен в случае потери уровня в реакторе и оголения топливной части ТВС.
Нарушение предела безопасной эксплуатации должно определяться оперативным персоналом с учетом показаний штатного уровнемера и использованием косвенных признаков снижения уровня в реакторе (интенсивное парение, увеличение температуры теплоносителя в реакторе до температуры насыщения и др.), в том числе, с использованием средств видеоконтроля.
Контроль уровня теплоносителя в реакторе должен быть непрерывным.
Действия оперативного персонала при потере средств контроля:
Для состояния С5 (останов для ремонта):
– прекратить операции, потенциально приводящие к снижению уровня в реакторе.
Для состояния С6 (перегрузка топлива):
– завершить транспортировку, разместив ТВС в конечном положении в БВ или реакторе.
– прекратить процесс перегрузки топлива.
Обоснование значения ПБЭ по уровню теплоносителя в реакторе по нижней образующей входного патрубка.
Для состояния С5:
1. Рассмотрен сценарий, при котором оперативный персонал не прекратил дренирование 1 контура при достижении уровня на (600 ±50) мм выше оси входных патрубков.

При дренировании 1 контура с расходом 5 м^3/ч ПБЭ по уровню теплоносителя в реакторе будет достигнут через 10 часов.
2. В случае нарушения теплоотвода от активной зоны (авария с полной потерей источников переменного тока – blackout) при исходном уровне в реакторе на 550 мм выше оси входных патрубков, время до снижения уровня теплоносителя в реакторе до нижней образующей входного патрубка составляет 1,94 часа. В течение указанного времени оперативный персонал, учитывая неработоспособность активных каналов СБ, должен обеспечить подачу воды в реактор от ГЕ-2 для исключения достижения ПБЭ по уровню теплоносителя в реакторе.

Параметр	Барьер	Значение ПБЭ	Эксплуатационное состояние	Уставки срабатывания				Способ и место измерения параметра
				ПЗ-1	АЗ	Открытие ИК КД (от УСБТ)		
						Контрольный	Рабочий	
4. Давление в 1 контуре, МПа	Граница 1 контура	* **20,29** = = 17,64 х 1,15	С1 (работа на мощности) С2 (выход на МКУ) С3 (горячее)	**17,2**	**7,5**	**18,01** (ВЕ11)	**18,5** (ВЕ11)	Отбор и замер давления в реакторе
		Определяется по **рисунку 1.4.2**	С4 (холодное) С7 (разогрев) С8 (расхолаживание)	ВЕ12: закрыть задвижки на соединительных трубопроводах ГЕ САОЗ при $T_{1К} < 100$ °С и $P_{1К} > 3,3$ МПа				
		25,0	С7 (при проведении ГИ)	Давление ГИ 1 контура на прочность = 24,5 МПа Контроль целостности 1 контура обеспечивается путем визуального осмотра				

*Данный предел безопасной эксплуатации является границей, за которой полагаются возможными угрозы целостности первого контура:
• непосредственно → при повышении давление в первом контуре и отсутствии иных отклонений;
• опосредованно → при возникновении нарушения нормальной эксплуатации (в том числе, проектной аварии).
Принятое значение предела безопасной эксплуатации по давлению в 1 контуре выше уставки АЗ и уставок открытия ИПУ КД (от УСБТ), но совпадает с приемочным критерием для проектных режимов категорий 2, 3 и 4.

Непревышение давлением первого контура указанного значения ПБЭ должно гарантировать как непосредственно отсутствие повреждения первого контура, так и отсутствие такого повреждения сверх соответствующих проектных пределов при возникновении ИС нарушений нормальной эксплуатации, включая проектные аварии.
В эксплуатационных состояниях С5 и С6 контур теплоносителя разуплотнен. Введение для данных состояний предела безопасной эксплуатации по давлению в 1 контуре не требуется.
Для состояний С1, С2, С3 повреждение третьего физического барьера возможно при увеличении давления в первом контуре более допустимого давления, обоснованного расчетами прочности. При этом, учитывая требования ФНП к предохранительной арматуре, ограничение давления консервативно установлено на уровне не более 115 % от расчетного давления.
Для состояния С4, С7, С8 предел безопасной эксплуатации по давлению теплоносителя первого контура определяется с использованием кривой, представленной на рисунке 1.4.2 и полученной на основании результатов для скоростей расхолаживания первого контура не более 60 °С/ч.
Переходное эксплуатационное состояние С7 предполагает проведение гидравлических испытаний на плотность и прочность оборудования и трубопроводов первого контура. На период, предусмотренный указанными испытаниями, установленные выше пределы безопасной эксплуатации не применяются. Процедура гидравлических испытаний выполняется с учетом требований по допустимому диапазону температуры металла в условиях увеличения давления первого контура до давления гидравлических испытаний P_I = 24,5 МПа. При этом в качестве ПБЭ по давлению первого контура установлены значения уставок срабатывания предохранительных клапанов, установленных на напоре насосов гидравлических испытаний = 25,0 МПа.
Контроль давления в 1 контуре должен быть непрерывным.
Действия оперативного персонала при потере средств контроля:
Для состояний С1 и С2:
– контролировать/выполнить немедленный останов реактора кнопкой АЗ, осуществив перевод энергоблока в состояние «горячее».
Для состояний С3, С4, С7 и С8:
– отключить и исключить подключение технических средств, работа которых потенциально может привести к росту давления в первом контуре.

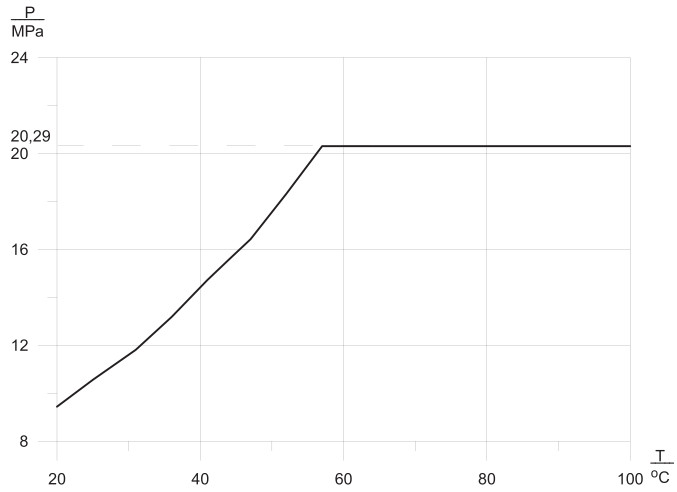


Рисунок 1.4.2 Зависимость предельного значения давления первого контура от температуры на входе в реактор

Параметр	Барьер	Значение ПБЭ	Эксплуатационное состояние	Уставки срабатывания				Способ и место измерения параметра
				БРУ-А открытие	АЗ	ПК ПГ (открытие от ЭК)		
						Контрольный	Рабочий	
5. Давление во 2-ом контуре, МПа	* Граница 1 контура	** **9,32** = = 8,1 x 1,15	С1 (работа на мощности) С2 (выход на МКУ) С3 (горячее) При температуре корпуса ПГ более 100 °С: С7 (разогрев) С8 (расхолаживание)	7,7 (ВС11)	**8**	8,7 (BF11)	8,9 (BF11)	Отбор и замер давления на выходе из ПГ
		12,0	С7 (при проведении ГИ)	Давление ГИ 2 контура на прочность = 11,5 МПа				

* С учетом допустимого наличия протечки из первого контура во второй физическим барьером на пути распространения радиоактивных веществ будут являться также и границы давления второго контура.

**Данный предел безопасной эксплуатации является границей, за которой полагаются возможными угрозы целостности 2-го контура:
• непосредственно → при повышении давление во втором контуре и отсутствии иных отклонений,
• опосредованно → при возникновении нарушения нормальной эксплуатации (в том числе, проектной аварии).
Принятое значение предела безопасной эксплуатации по давлению во 2 контуре выше уставки АЗ и уставок открытия ИПУ ПГ, но совпадает с приемочным критерием для проектных режимов категорий 2, 3 и 4.
Непревышение давлением в ПГ указанного значения предела безопасной эксплуатации должно гарантировать как непосредственно отсутствие повреждения ПГ и паропроводов острого пара, так и отсутствие такого повреждения сверх соответствующих проектных пределов при возникновении нарушений нормальной эксплуатации, включая проектные аварии.
Для состояний С1, С2, С3 повреждение третьего физического барьера возможно при увеличении давления в ПГ более допустимого давления, обоснованного расчетами прочности.

При этом, учитывая требования ФНП к предохранительной арматуре, ограничение давления консервативно установлено на уровне не более 115 % от расчетного давления составляет P_{II} = 115 % x 8,1 МПа = 9,32 МПа
Для состояний С7, С8 при температуре корпуса ПГ более 100 °С предел безопасной эксплуатации по давлению второго контура устанавливается аналогично состояниям С1, С2, С3 с учетом требований к предохранительной арматуре.
При температуре корпуса ПГ менее 100 °С предел безопасной эксплуатации по давлению второго контура не устанавливается вследствие малости параметров теплоносителей первого и второго контура в данных условиях и, следовательно, незначительности возможной протечки теплоносителя из первого контура во второй.
Переходное эксплуатационное состояние С7 предполагает проведение гидравлических испытаний на плотность и прочность оборудования и трубопроводов 2 контура. На период, предусмотренный указанными испытаниями, установленные выше пределы безопасной эксплуатации не применяются. Процедура гидравлических испытаний выполняется с учетом требований по допустимому диапазону температуры металла в условиях увеличения давления 2 контура до давления гидравлических испытаний до P_{II} = 11,5 МПа. При этом в качестве ПБЭ по давлению 2 контура установлены значения уставок срабатывания предохранительных клапанов, установленных на напоре насосов гидравлических испытаний = 12,0 МПа.
Контроль давления во 2 контуре должен быть непрерывным.
Действия оперативного персонала при потере средств контроля:
Для состояний С1 и С2:
– контролировать/выполнить немедленный останов реактора кнопкой АЗ, осуществив перевод энергоблока в состояние «горячее».
Для состояний С3, С4, С7 и С8:
– отключить и исключить подключение технических средств, работа которых потенциально может привести к росту давления во втором контуре.

Параметр	Барьер	Значение ПБЭ	Эксплуатационное состояние	Способ и место измерения параметра
6. Уровень в бассейне выдержки, м, от дна	Оболочка твэл	**6**	С1 (работа на мощности) С2 (выход на МКУ) С3 (горячее) С4 (холодное) С5 (останов для ремонта) С7 (разогрев) С8 (расхолаживание) С6 (перегрузка топлива) – при отсутствии выполнения ТТО, связанных с транспортированием ТВС	Контроль уровня в БВ осуществляется посредством штатного уровнемера
		16	С6 (перегрузка топлива) – при выполнении ТТО, связанных с транспортированием ТВС	

Применение уплотненных стеллажей бассейна выдержки обеспечивает в соответствии с требованием нормативной документации $\mathbf{K_{эфф} < 0,95}$ без учета борной кислоты в теплоносителе бассейна выдержки и ОР СУЗ, размещаемых в ТВС, поэтому исключено возникновение критичности отработавшего и свежего топлива в БВ. С учетом этого для топлива, размещенного в бассейне выдержки, в проекте установлен предел безопасной эксплуатации только для защиты второго физического барьера – оболочки твэла/твэга – применительно ко всем эксплуатационным состояниям энергоблока.

* Возможное повреждение оболочек твэлов/твэгов в БВ возможно в результате их разогрева до температуры плавления при снижении уровня в БВ ниже верхней отметки топливной части ТВС. При поддержании уровня над ТВС, в том числе в условиях потери отвода тепла от БВ, дополнительная разгерметизация оболочек твэлов/твэгов не прогнозируется.

Таким образом, пределом безопасной эксплуатации, характеризующим воздействие на второй физический барьер для всех эксплуатационных состояний, кроме состояния С6 (перегрузка топлива), является уровень в бассейне выдержки = 6,0 м от дна БВ.

В состоянии С6 повреждение второго физического барьера возможно в случае снижения уровня в бассейне перегрузки до верхней отметки ТВС в транспортируемом состоянии.

Таким образом, пределами безопасной эксплуатации, характеризующими воздействие на второй физический барьер, для состояния С6 являются:

– уровень в БВ = 16 м от дна БВ при ТТО, связанных с транспортированием ТВС, соответствующий верхней части транспортируемой ТВС;

– уровень в БВ = 6,0 м от дна БВ при отсутствии выполнения работ ТТО, связанных с транспортированием ТВС.

Контроль уровня воды в БВ должен быть непрерывным.

Действия оперативного персонала при потере средств контроля за уровнем воды в БВ:

Для состояний С1, С2, С3, С4:

– контролировать визуально состояние уровня воды в БВ (с применением промышленного телевидения);

– контролировать температуру воды в БВ;

– контролировать работоспособность системы охлаждения топлива в бассейне выдержки.

Для состояния С6 (перегрузка топлива):

– прекратить процесс перегрузки топлива до организации альтернативного контроля;

– в случае потери средств контроля при транспортировании ТВС, завершить транспортировку, разместив ТВС в конечном положении в БВ или реакторе;

– контролировать визуально состояние уровня воды в БВ и с помощью соответствующих средств контроля температуру воды в БВ.

Параметр	Барьер	Число работающих ГЦНА	Значение ПБЭ	Уставки АЗ по нейтронной мощности			Способ и место измерения параметра
				Переменная уставка*	Уставка АЗ, выставляемая ВИУР	Конец РД-2	
7. Нейтронная мощность реактора, % $N_{ном}$	Топливная матрица	четыре	**108**	107	1,6	**1,7**	АКНП
		три	**5**	74	** $N_{тек}$ +7 ≤ 74		
		два	**8**	74	** $N_{тек}$ +7 ≤ 47		

Ограничение плотности нейтронного потока устанавливается вследствие необходимости ограничения тепловыделения в активной зоне и соблюдения баланса между тепловыделениями (определяется нейтронной мощностью реактора) и отводимым от активной зоны теплом (определяется расходом теплоносителя через активную зону, то есть числом работающих ГЦНА).
Значения ПБЭ по нейтронной мощности соответствуют значениям уставок аварийной защиты реактора с учетом запаса по погрешности измерения и/или определения системами контроля и управления соответствующих параметров.
Контроль нейтронной мощности реактора должен быть непрерывным при работе на мощности.
Действия оперативного персонала при потере средств контроля по нейтронной мощности:
– контролировать/выполнить немедленный останов реактора кнопкой АЗ;
– перевести энергоблок в состояние С3 («горячее»).

* Переменная уставка по мощности в зависимости от количества работающих ГЦНА формируется следующим образом:
– при отключении 1-го из 4-х ГЦНА переменная уставка линейно снижается со 107 до 74 % $N_{ном}$ со скоростью 0,5 % $N_{ном}$/с;
– при отключении 1-го из 3-х ГЦНА переменная уставка линейно снижается с текущего до 47 % $N_{ном}$ со скоростью 0,33 % $N_{ном}$/с.
Разная скорость снижения уставок определяется разной скоростью разгрузки РУ при отключении 1 из 4 ГЦНА (УПЗ) и 1 из 3 ГЦНА (РОМ).

** Уставка АЗ, выставляемая оператором при работе РУ с неполным количеством петель.

Параметр	Барьер	Диапазон АКНП	Значение ПБЭ	Уставка		Эксплуатационное состояние	Способ и место измерения параметра
				А3	П3-1		
8. Период реактора, с	Топливная матрица	**РД-1 РД-2**	**9**	10	20	С1 (работа на мощности)	АКНП
		ПД	**8**	10	20	С2 (МКУ)	

Существенное уменьшение периода реактора представляет собой угрозу приближения к границе управляемости ядерного реактора, когда реактивность активной зоны приближается по значению к эффективной доле запаздывающих нейтронов. При достижении указанной границы мощность реактора начинает нарастать с катастрофической скоростью и может достичь значительных величин до того, как начнется действие аварийной защиты вследствие достижения уставок по каким-либо другим параметрам.
Другая потенциальная угроза, связанная с быстрым вводом мощности, – увеличение энтальпии топлива до значений, при которых возможна деградация топливной матрицы.
Приняты следующие приемочные критерии по энтальпии топлива:
– категория 2: усредненная по сечению топливной таблетки энтальпия топлива не превышает 586 Дж/г
– категории 3 и 4: усредненная по сечению топливной таблетки энтальпия топлива не превышает 963 Дж/г для «свежего» топлива и с выгоранием до 50 МВт·сут/кгU и 691 Дж/г для топлива с выгоранием более 50 МВт·сут/кгU в любом сечении по высоте твэла.
Значения пределов безопасной эксплуатации по периоду реактора соответствуют значениям уставок аварийной защиты реактора с учетом запаса по погрешности измерения и/или определения системами контроля и управления соответствующих параметров.
Контроль нейтронной мощности реактора должен быть непрерывным при работе на мощности и выходе на МКУ.
Действия оперативного персонала при потере средств контроля:
– контролировать/выполнить немедленный останов реактора кнопкой А3 с переводом энергоблока в состояние «горячее».

Параметр	Барьер	Значение ПБЭ	Эксплуатационное состояние	Способ и место измерения параметра
9. Линейное энерговыделение для твэлов и твэгов, Вт/см	Топливная матрица	* Превышение на 5 % лимитной кривой «линейная мощность – высота от низа активной зоны»	С1 (работа на мощности)	ПТК-3

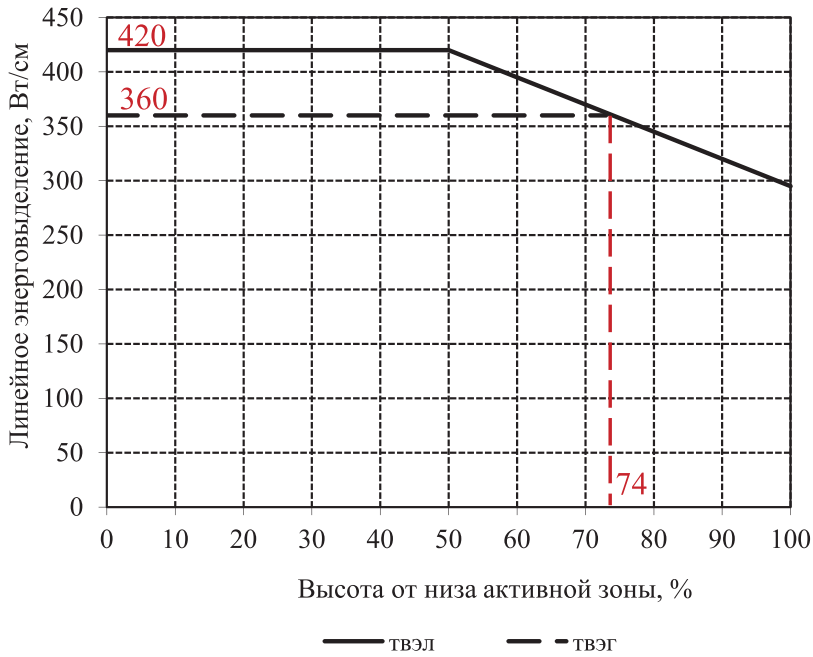


Рисунок 1.4.3
Лимитная кривая «линейная мощность – высота от низа активной зоны»

* Значения пределов безопасной эксплуатации по линейному энерговыделению соответствуют значениям уставок аварийной защиты реактора с учетом запаса по погрешности измерения и/или определения системами контроля и управления соответствующих параметров.
Непрерывный контроль – при мощности реактора более 20 % $N_{ном}$.
Действия оперативного персонала при потере средств контроля:
– контролировать/выполнить неплановый останов реактора, с регламентной скоростью осуществив перевод РУ в «горячее» состояние.

Параметр	Барьер	Значение ПБЭ	Эксплуатационное состояние	Способ и место измерения параметра
10. Концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура, г/дм³	Топливная матрица	Значение, обеспечивающее подкритичность реактора не менее 0,02 (без учета введенных в активную зону ОР СУЗ), плюс 1 г/дм³	С4 (холодное состояние) С5 (останов для ремонта) С6 (перегрузка топлива) С7 (разогрев) С8 (расхолаживание)	Показания баромеров и периодический отбор проб

Состояния С4, С5, С6, С7, С8 характеризуются пониженной по сравнению с состояниями С1, С2, С3 температурой теплоносителя первого контура, поэтому в случае нарушений в работе системы подпитки-продувки, приводящих к разбавлению концентрации борной кислоты в теплоносителе, возможен выход реактора в критическое состояние.
Исходя из этого, в состояниях С4, С5, С6, С7, С8 применительно к первому физическому барьеру установлен предел безопасной эксплуатации по концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура, определяемый в соответствии с минимально допустимым уровнем подкритичности реактора.
Согласно НП-082-07: при перегрузке топлива значение концентрации борной кислоты в теплоносителе 1 контура должно обеспечивать (с учетом возможных ошибок) подкритичность реактора не менее 0,02 без учета введенных в активную зону ОР СУЗ.
Непрерывный контроль с использованием баромеров и периодический контроль с использованием отбора проб.
Действия оперативного персонала при потере средств контроля:
Для состояний С4 (холодное состояние), С5 (останов для ремонта), С6 (перегрузка топлива):
– проконтролировать отсутствие/исключить подачу «чистого» конденсата в первый контур.
Для состояний С7 (разогрев), С8 (расхолаживание):
– остановить процедуры разогрева /расхолаживания;
– проконтролировать отсутствие/исключить подачу «чистого» конденсата в первый контур;
– возобновление разогрева/расхолаживания осуществлять после восстановления контроля.

Параметр	Барьер	Значение ПБЭ	Эксплуатационное состояние	Способ и место измерения параметра
11. Температура теплоносителя 1 контура на выходе из реактора, °С	Оболочка твэл	*** 80**	С5 (останов для ремонта) С6 (перегрузка топлива)	Термопреобразователи сопротивления в холодных и горячих нитках петель

* Непревышение данного предельного значения температуры со значительным запасом гарантирует исключение кипения теплоносителя первого контура в состояниях С5, С6, которое потенциально может привести к оголению топливной части ТВС активной зоны.
Контроль температуры теплоносителя первого контура на выходе из реактора должен быть непрерывным.
Действия оперативного персонала при потере средств контроля:
– контролировать работу системы аварийного и планового расхолаживания первого контура в режиме отвода остаточных тепловыделений;
– контролировать уровень теплоносителя первого контура в реакторе.

Параметр	Барьер	Значение ПБЭ	Эксплуатационное состояние	Способ и место измерения параметра
12. Температура воды в БВ, °С	Оболочка твэл	*** 80**	С1 – С8	Установленные в БВ датчики температуры

*Непревышение данного предельного значения температуры со значительным запасом гарантирует исключение кипения воды в БВ во всех состояниях, которое потенциально может привести к оголению топливной части ТВС в БВ.
Контроль температуры воды в БВ должен быть непрерывным.
Действия оперативного персонала при потере средств контроля по температуре воды в БВ:
– контролировать работу системы охлаждения БВ;
– контролировать уровень воды в БВ.

1.4.4 ПРЕДЕЛЫ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ СОСТОЯНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ БАРЬЕРОВ

Параметр	Барьер	Значение ПБЭ	Эксплуатационное состояние	Примечание
1. Уровень активности теплоносителя 1 контура по реперным изотопам йода-131-135 в единицах дозового эквивалента йода-131, Бк/кг	– Топливная матрица – оболочка твэл	**$1{,}5 \cdot 10^6$** с учетом допустимого наличия протечки теплоносителя из первого контура во второй	С1 (работа на мощности)	Предельное значение, обеспечивающее отсутствие превышения квот по годовой дозе на население на границе С33. Указанному уровню активности соответствует 25 негерметичных твэлов (0,048 % от общего количества твэлов в активной зоне) при условии постулирования равномерного распределения разгерметизировавшихся твэлов по энергонапряженности и выгоранию и отсутствия значительных изменений микро- и макроструктуры топливной матрицы, существенно снижающих ее способность как первого физического барьера задерживать распространение радиоактивных продуктов деления, а также соотношения между количествами газонеплотных твэлов и твэлов с прямым контактом ядерного топлива с теплоносителем, равного 10:1, что соответствует соотношению, принятому в НП-082-07 [7]

Величина ЭП по активности дозообразующих ПД в теплоносителе первого контура работающего реактора устанавливается в проекте для энергоблоков № 1 и № 2 НВО АЭС-2, исходя из целевого предела дозы облучения населения 10 мкЗв/год от одного энергоблока.
При уровнях активности ПД в теплоносителе первого контура РУ, не превышающих установленное значение ПБЭ, не должна превышаться предельно допустимая квота на эффективную дозовую нагрузку на население за год для энергоблока. Данная квота должна устанавливаться для одного энергоблока с учетом квот, выделяемых для остальных энергоблоков, расположенных на площадке АЭС.
ПБЭ и ЭП по активности ПД в теплоносителе первого контура следует устанавливать с учетом комплексного состояния физических барьеров в части их способности удерживать радиоактивные ПД, а также параметров вентиляционных систем и систем локализации радиоактивности, предусмотренных в проекте при нормальной эксплуатации.
Целостность оболочек твэлов/твэгов является определяющим фактором для формирования источника радиоактивных продуктов деления, оказывающих радиационное воздействие на персонал и население, и по этой причине устанавливается предел безопасной эксплуатации, характеризующий состояние данного физического барьера. Общие требования к пределу безопасной эксплуатации с точки зрения количества разгерметизированных твэл установлены в НП-082-07, при этом численное значение установленного предела безопасной эксплуатации по уровню удельной активности реперных радионуклидов в теплоносителе первого контура устанавливается с учетом требований по отсутствию нарушения пределов безопасной эксплуатации, изложенных в НП-082-07. Более того, принятый в качестве основы выбор ПБЭ по активности теплоносителя первого контура на основе квот на дозовые нагрузки на население на границе санитарно-защитной зоны характеризуется более жестким требованием к количеству разгерметизированных твэл по сравнению с требованием НП-082-07.
Изменение выхода радиоактивных продуктов деления из негерметичных твэлов в процессе выгорания топлива учитывается при установлении предела безопасной эксплуатации по допустимому источнику радиоактивных продуктов деления в теплоносителе первого контура.
Образование радиоактивных ПД в топливе происходит только при работе РУ на мощности, т. е. в эксплуатационном состоянии С1. Образованием ПД за счет деления ядер урана (и других трансурановых делящихся изотопов) в эксплуатационном состоянии С2 (выход на МКУ) можно пренебречь. Нарушение целостности оболочек твэлов/твэгов контролируется по уровню удельной активности реперных радионуклидов в теплоносителе первого контура в рамках выполнения функции КГО твэлов/твэгов на работающем реакторе. Предусматривается установление величины предела безопасной эксплуатации по уровню активности теплоносителя первого контура по реперным радионуклидам.
Таким образом, пределом безопасной эксплуатации применительно ко второму физическому барьеру для эксплуатационного состояния С1, дополнительно к указанным выше, является: уровень активности реперных продуктов деления в теплоносителе первого контура (значение ПБЭ для условий НВАЭС-2 по активности теплоносителя первого контура по реперным изотопам йода-131-135 составляет 1,5·106 Бк/кг в единицах дозового эквивалента йода-131).
Учитывая, что состояние первого физического барьера на пути распространения радионуклидов также влияет на количество ПД, выходящих в теплоноситель первого контура работающего реактора из негерметичных твэлов, данный предел безопасной эксплуатации также характеризует целостность и первого физического барьера.
Периодический контроль – путем отбора проб. При потере штатного пробоотбора выполнить останов реактора, осуществив перевод энергоблока в состояние «горячее» в течение 24 часов с момента обнаружения.

Параметр	Барьер	Значение ПБЭ	Эксплуатационное состояние	Обоснование
2. Расход течи первого контура, т/ч	Граница 1 контура	2,0	С1 (работа на мощности) С2 (выход на МКУ) С3 (горячее)	Является предельным значением, обеспечивающим отсутствие превышения предельного значения активности в герметичном ограждении

Параметры, характеризующие состояние границы теплоносителя первого контура, устанавливаются в привязке к особенностям влияния утечки теплоносителя из оборудования первого контура. Определяющее значение при этом имеет возможность последующего влияния утечки теплоносителя на формирование дозовых нагрузок на персонал и население, т. е. нахождение места утечки внутри или вне четвертого барьера – системы герметичных ограждений. Байпасирование защитной оболочки возможно при течи теплоносителя через трубки или коллекторы парогенераторов или при течи, например, трубопровода продувки системы продувки – подпитки и борного регулирования, либо через импульсную линию в помещении КИП за пределами защитной оболочки.
Таким образом, параметрами, характеризующими состояние границы теплоносителя первого контура, являются:
– активность в герметичном ограждении (ограничение допустимой активности как предела безопасной эксплуатации в герметичном ограждении осуществляется введением предельного значения утечки теплоносителя). Установленное для состояний С1, С2, С3 предельное значение – течь первого контура с расходом **2,0 т/ч**;
– активность во втором контуре (ограничение допустимой активности как предела безопасной эксплуатации, во втором контуре осуществляется введением предельного значения протечки теплоносителя из первого контура во второй). Установленное для состояния С1 предельное значение – протечка из первого контура во второй с расходом **5 кг/ч;**
– активность радиоактивных газов и аэрозолей в выбросах АЭС.

Параметр	Барьер	Значение ПБЭ	Эксплуатационное состояние	Примечание
3. Расход протечки из 1 контура во второй, кг/ч	граница 1 контура	5	С1 (работа на мощности)	Является предельным значением, обеспечивающим отсутствие превышения предельного значения активности во втором контуре

Величина неорганизованной протечки из первого контура во второй является критическим параметром, от которого будут зависеть радиационные последствия режимов категории 2.
При установлении в качестве ЭП величины протечки теплоносителя первого контура в ПГ **2 кг/ч** для предотвращения превышения предельно допустимой величины дозы облучения населения в режимах категории 2 (100 мкЗв на событие) значение ПБЭ по уровням удельной активности йода-131 в теплоносителе первого контура должно быть не более 7,3 х 10^5 Бк/кг, что соответствует 25 негерметичным твэлам.
При установлении в качестве ПБЭ величины протечки теплоносителя первого контура в ПГ **5 кг/ч** для предотвращения превышения предельно допустимой величины дозы облучения населения в режимах категории 2 (100 мкЗв на событие) значение ЭП по уровням удельной активности йода-131 в теплоносителе первого контура должно быть не более 2,91 х 105 Бк/кг, что соответствует 10 негерметичным твэлам.
При достигнутой надежности твэлов ВВЭР российского производства (заявляемая производителем вероятность разгерметизации твэла не превышает 5 х 10^{-6} событий в год) это ограничение выполнимо. Однако чрезмерно жесткое регламентирование пределов разгерметизации твэлов без учета возможных условий их эксплуатации может на практике привести к повышенным ограничениям эксплуатации энергоблока и снижению его КИУМ, а также появлению дополнительных сложностей при внедрении новых видов топлива и топливных циклов.

В соответствии с НРБ-99/2009 [9] при проектных авариях на АС ожидаемые дозы облучения ограниченной части населения (критической группы) на границе санитарно-защитной зоны и за ее пределами не должны превышать 5 мЗв (0,5 бэр) на все тело и 50 мЗв (5 бэр) на отдельные органы за первый год после аварии. При указанных дозах в соответствии с «Критериями для принятия решений о мерах защиты населения в случае аварии ядерного реактора», приведенными в НРБ-99/2009 , не требуется проведения защитных мероприятий.

1.4.5 ПРОЕКТНЫЕ УСЛОВИЯ И ИСХОДНЫЕ СОБЫТИЯ

Исходными событиями являются постулированные события, которые приводят к ожидаемым нарушениям нормальной эксплуатации и аварийным режимам.

В качестве исходных событий в проекте АС должны рассматриваться как внутренние, так и внешние угрозы.

По уровню возможных негативных последствий и вероятности возникновения перечень режимов, рассматриваемых в проекте, разбит на следующие категории:

DBC1 – режимы нормальной эксплуатации;
DBC2 – нарушения нормальной эксплуатации;
DBC3 – проектные аварии категории 3;
DBC4 – проектные аварии категории 4.
Режимы категории DBC2 характеризуются как ожидаемый сбой в эксплуатации и инициируются проектными исходными событиями, возникновение которых можно ожидать один или более раз в течение ста лет эксплуатации (с частотой выше 10^{-2} на реактор/год). В худшем случае они могут приводить к останову реактора, после которого работа станции может быть возобновлена после устранения причины отказа. Такого рода режимы не имеют тенденции к распространению, создающему угрозу возникновения более тяжелых отказов, т. е. проектных режимов DBC 3, 4.

Режимы категории DBC3 характеризуются как проектные аварии 1 класса и инициируются проектными исходными событиями, возникновение которых можно ожидать реже, чем один раз в течение ста лет эксплуатации, но по меньшей мере один раз в течение тысячи лет эксплуатации (с частотой между 10^{-2} до 10^{-4} на реактор/год).

Режимы категории DBC4 характеризуются как проектные аварии 2 класса и инициируется проектными исходными событиями, возникновение которых можно ожидать реже, чем один раз в течение тысячи лет эксплуатации (с частотой между 10^{-4} до 10^{-6} на реактор/год). Данные события постулируются, поскольку они, в числе прочих последствий, влекут за собой выброс большого количества радиоактивных материалов. Такие режимы, как правило, вызваны серьезным повреждением оборудования и являются наиболее тяжелыми из всех проектных режимов, против которых проект должен предусматривать защитные меры.

Дополнительно к положениям, предусмотренным в проекте, по выполнению требований детерминистических проектных режимов учтены определенные положения о дополнительных (расширенных) условиях проектирования (DEC), что по определению «Общих положений обеспечения безопасности атомных станций» соответствует запроектным авариям. Это делается для того, чтобы определить состав технологических мер и параметры дополнительных технических средств для управления ЗПА, а также обосновать их эффективность для:

– сложных последовательностей, которые включают отказы сверх тех, которые рассматривались в детерминистических проектных условиях, но не приводят к расплавлению активной зоны (DEC A);

– тяжелых аварий с расплавлением активной зоны (DEC B).

1.5 Функции безопасности, структура технических средств обеспечения безопасности

1.5.1 ОСНОВНЫЕ (ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ) ФУНКЦИИ БЕЗОПАСНОСТИ

Как уже отмечалось, фундаментальной задачей безопасности становится ослабление и/или при возможности полное исключение разрушающего воздействия путем влияния на источник воздействия и/или борьбы с последствиями воздействия [10].

С этой целью на основании детерминистических анализов для каждого исходного события определяются функции безопасности и средства, эти функции выполняющие, с учетом принципов защиты в глубину.

Согласно определению НП-001-15 функция безопасности – конкретная цель и действия, обеспечивающие ее достижение, направленные на предотвращение аварий и/или ограничение их последствий.

В соответствии с п. 2.6.2 РБ-152-18 [3] под функцией безопасности понимаются «требования к действиям (работе) систем (элементов) АС и персонала АС, направленные на достижение конкретной цели по предотвращению аварии или ограничению ее последствий».

При нормальной эксплуатации и эксплуатации с отклонениями функции безопасности по предотвращению аварий осуществляются системами нормальной эксплуатации, важными для безопасности (например, оборудование и трубопроводы первого контура своим нормальным функционированием обеспечивают предотвращение аварий со снижением расхода теплоносителя через реактор, а также аварий с потерей теплоносителя).

В проекте НВАЭС-2 предусмотрены системы безопасности, предназначенные для выполнения следующих основных функций безопасности:

– аварийной остановки реактора и поддержания его в подкритическом состоянии;

– аварийного отвода тепла от реактора, а также от бассейна отработавшего топлива;

– удержания радиоактивных веществ в установленных границах;

– сохранение целостности границы контура давления реактора.

Основной задачей эксплуатации является выполнение этих фундаментальных функций одновременно и постоянно, то есть во всех режимах, включая режимы останова энергоблока для перегрузки топлива.

В зависимости от режима АС или исходного события выполнение фундаментальных функций безопасности обеспечивается выполнением специализированных функций безопасности (которые в дальнейшем будут называться основными).

В проекте НВАЭС-2 сформирован перечень основных и специализированных функций безопасности, представленный в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1
Основные и специализированные функции безопасности

A. Управление реактивностью	**B. Аварийный отвод тепла от активной зоны реактора, отвод тепла от 1 контура и бассейна выдержки к конечному поглотителю**	**C. Удержание радиоактивных веществ в установленных границах**
AA: Аварийное прекращение реакции деления	BA: Поддержание запаса теплоносителя в реакторе	CA: Ограничение давления в контайнменте
AB: Обеспечение подкритичности в остановленном состоянии	BB: Отвод тепла от первого контура к конечному поглотителю	CB: Локализация продуктов деления в контайнменте
AC: Ограничение мощности реактора	BC: Отвод тепла от первого контура через ПГ	CC: Удаление среды из МОП с очисткой
	BD: Поддержание запаса теплоносителя в ПГ	CD: Локализация ПГ при течи из 1 контура во 2
	BE: Защита 1 контура от превышения давления и хрупкого разрушения	CE: Локализация обеспечивающих систем
	BF: Защита 2 контура от превышения давления	CF: Удаление водорода из контайнмента
	BG: Отвод тепла от бассейна выдержки	

В проекте АС должны быть предусмотрены средства и процедуры, обеспечивающие выполнение функций безопасности в зависимости от исходного события. Данные средства и процедуры должны быть разработаны с учетом независимости уровней глубокоэшелонированной защиты. При этом инженерно-технические средства безопасности для выполнения конкретных функций безопасности должны включать в себя все необходимые элементы, системы и структуры: технологические, СКУ, электроснабжения, охлаждающие среды и т. д.

Далее целесообразно внести ясность в вопрос классификации элементов АС по отношению к безопасности.

1.5.2 СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ

Для выполнения функций безопасности при авариях проект АС предусматривает специальные системы (выделяемые в отдельный класс) – системы безопасности.

Системы и элементы АС различаются:
– по назначению;
– по влиянию на безопасность.

Системы и элементы безопасности, кроме того, различаются по характеру выполняемых ими функций безопасности.

Системы и элементы АС разделяются по назначению на:

– системы и элементы нормальной эксплуатации;
– системы и элементы безопасности;

– системы и элементы специальных технических средств для управления запроектными авариями.
По влиянию на безопасность системы и элементы АС разделяются на:
– важные для безопасности;
– остальные, не влияющие на безопасность.

По характеру выполняемых ими функций системы и элементы безопасности разделяются на:
– защитные;
– локализующие;
– обеспечивающие;
– управляющие.

Защитные системы безопасности, которые служат для предотвращения или ограничения повреждения топливных матриц, оболочек твэлов и границ теплоносителя первого контура (т. е. корпуса реактора, трубопроводов и другого оборудования первого контура). Защитные системы безопасности защищают первые три физических барьера безопасности.

Локализующие системы безопасности, которые предназначены для предотвращения или ограничения распространения радиоактивных веществ при авариях на АЭС. Примером комплексной и наиболее эффективной локализующей СБ на современных АЭС является защитная оболочка (контейнмент).

Управляющие системы безопасности, которые осуществляют приведение в действие других систем безопасности и обеспечивают контроль и управление ими в процессе выполнения заданных функций.

Обеспечивающие системы безопасности, которые предназначены для снабжения систем безопасности энергией и рабочей средой. Эти системы создают необходимые условия для надежного функционирования систем безопасности.

К системам (элементам), важным для безопасности, относятся:

– системы (элементы) безопасности;

– системы (элементы) нормальной эксплуатации, отказ которых нарушает нормальную эксплуатацию АС или препятствует устранению нарушений нормальной эксплуатации АС, если при этом условная вероятность перехода указанного отказа в тяжелую аварию составляет 10^{-6} или более;

– системы (элементы) АС нормальной эксплуатации, отказ которых приводит к превышению установленных значений предельно допустимых выбросов или допустимых сбросов радиоактивных веществ либо допустимых уровней радиоактивного загрязнения рабочих помещений АС;

– системы (элементы), предусматриваемые в проекте АС для управления авариями в течение первых трех суток после возникновения исходного события аварии (либо в течение иного установленного в проекте АС временного интервала, который должен составлять не менее трех суток);

– системы (элементы систем) радиационного контроля.

Описанная выше схема классификации систем (элементов) АС показана на рисунке 1.5.1.

Схематическое представление конкретных принципов безопасности ИНСАГ (INSAG) с указанием их взаимосвязи существует, например, в документах ИНСАГ.

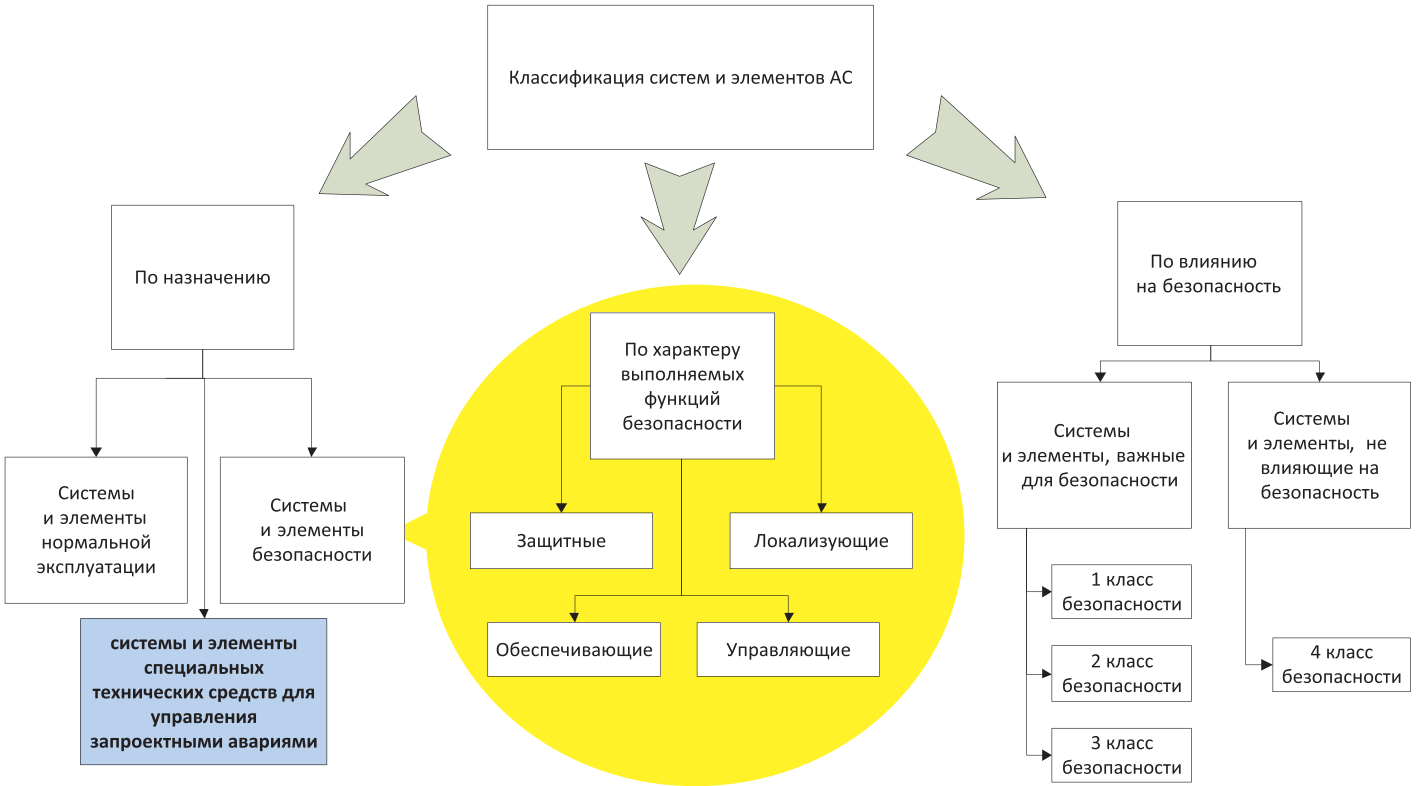


Рисунок 1.5.1
Схема классификации систем (элементов) АС

Примечание: в класс 4 могут включаться системы и элементы специальных технических средств для управления запроектными авариям (например, ловушка расплава)

1.5.3 СРЕДСТВА БЕЗОПАСНОСТИ

Надежность выполнения функций

Средства безопасности, предназначенные для выполнения функций безопасности, должны быть спроектированы в соответствии принципами, обеспечивающими требуемую надежность за счет устойчивости к отказам, а также применения принципов резервирования, независимости и разнообразия.

Устойчивость к отказам

Отказоустойчивость обеспечивается за счет предотвращения отклонений от нормальной эксплуатации как результата отказа оборудования АЭС или внешнего воздействия, а также перехода нарушений нормальной эксплуатации в проектные аварии. Для этой цели в проекте предусматриваются:

– необходимые запасы между пределами нормальной эксплуатации и уставками систем безопасности;

– резервирование компонентов;

– действия автоматических систем управления по возвращению процесса к параметрам нормальной эксплуатации.

При проектировании выполняется анализ устойчивости к отказам (Failure Tolerance Assessment (FTA)), который демонстрирует надежность выполнения функций безопасности с учетом возникновения отказов по общей причине.

Резервирование

Принцип резервирования включает в себя следующие подходы:

– резервирование систем – применение многоканальных систем;

– резервирование элементов – резервирование элементов и оборудования внутри каналов систем.

Единичным отказом считается тот, который возникает в дополнение к отказу, вызвавшему аварию или сбой в работе АС, и независимый от последнего.

Конструкция СБ должна обеспечивать исключение потери функций, выполняемых системами безопасности в результата отказа какого-то одного ее компонента. Это и есть **критерий единичного отказа (для систем безопасности).**

В соответствии с этим принципом система безопасности должна выполнять свои функции при любом исходном событии и при независимом от исходного события отказе любого элемента этой системы.

Установленные пределы для проектных аварий не должны быть превышены при любом из учитываемых проектом АС исходном событии с наложением на исходное событие в соответствии с принципом единичного отказа одного независимого от исходного события отказа любого из следующих элементов систем безопасности: активного элемента или пассивного элемента, имеющего механические движущиеся части, или пассивного элемента без движущихся частей, имеющего вероятность невыполнения функции безопасности 10^{-3} или более, или одной независимой от исходного события ошибки персонала.

Дополнительно к одному независимому от исходного события отказу одного из указанных выше элементов должны быть учтены все отказы, являющиеся следствием данного единичного отказа, отказы, являющиеся следствием исходного события, а также необнаруживаемые при эксплуатации АС отказы элементов, влияющие на развитие аварии.

Пассивный элемент включается в работу непосредственно от воздействия исходного события. Активным считается элемент, для работы которого требуется выполнить некоторые активные действия, например, включить электропитание на привод, подать сжатый воздух или другие действия. В электрических системах все элементы считаются активными.

Исключение отказов в проекте обеспечивается путем предъявления соответствующих требований к качеству проектирования, изготовления и техническому обслуживанию систем и элементов, включающих в себя проверки и испытания. Как правило, качество систем, структур и компонентов определяется их классом безопасности (по НП-001-15).

Принцип единичного отказа должен рассматриваться применительно не только к активному оборудованию систем, такому как насосные агрегаты и арматура, но и применительно к пассивным элементам систем, включающим в себя механические элементы, таким как обратные клапаны.

Степень и подход к резервированию при разработке систем должны определяться в соответствии с нормативными требованиями по безопасности, а также на основе детерминистического и вероятностного анализов. В зависимости от выполняемой функции и уровня глубокоэшелонированной защиты к системам предъявляются различные требования по резервированию.

При возникновении условий исходного события осуществляется запуск сразу всех, находящихся в режиме ожидания, каналов СБ с целью сохранить вы-

полнение функции в случаях единичного отказа и зависимого от исходного события отказа.

Надежность исполнения функции безопасности должна достигаться путем резервирования всех систем и элементов, задействованных в выполнении данной функции, включая средства СКУ, энергоснабжения и т. д. Таким образом, конфигурация обеспечивающих и управляющих систем (уровень их резервирования) должна соответствовать конфигурации систем безопасности.

Независимость

Каналы системы должны иметь функциональную независимость и иметь физическое разделение, исключающие отказы, вызванные взаимным влиянием каналов друг на друга при внутренних воздействиях или использованием общих для двух (или нескольких) каналов компонентов.

Функциональная независимость обеспечивается, если:

– выполнения функции безопасности выполняется только компонентами канала, и канал не имеет общих активных компонентов с другими каналами;

– электроснабжение компонентов в канале осуществляется от собственного источника (канала электроснабжения), отличного от других каналов;

– для управления активными компонентами применяется специальный комплект оборудования СКУ, включающий: измерительные каналы, модули обработки и формирования сигналов, голосователи, модули приоритетного управления и т. д., при этом оборудование СКУ имеет электропитание от того же канала электроснабжения, что и активные компоненты;

– все необходимые для выполнения функции безопасности вспомогательные системы, предназначенные для отвода тепла, подачи сред, вентиляции, очистки и т. д. также имеют канальную структуру, и эти каналы независимы между собой.

Управляющие системы безопасности (УСБ) функционально и физически отделены от систем контроля и управления нормальной эксплуатации.

В проекте применяются управляющие системы, спроектированные для функционирования на различных уровнях ГЭЗ.

Для повышения независимости, особенно в отношении некоторых отказов по общей причине, применяется, насколько это практически возможно, компоновка систем и проектирование с использованием принципов физического разделения. Эти принципы включают:

– разделение с использованием геометрических факторов (расстояния, ориентации и т. д.);

– разделение посредством барьеров;

– разделение посредством сочетания вышеуказанных мер.

Выбор методов разделения зависит от рассмотренных в основе проекта воздействий в результате пожаров, химических взрывов, авиационных аварий, падения летящих предметов, затопления, воздействия температуры, влажности и т. д. в той мере, в какой они применимы.

В проекте используются принципы физического разделения зданий, сооружений и оборудования ядерного острова за счет компоновки, расстояния, размещения и физических барьеров.

Средства физического разделения каналов систем безопасности и оборудования в защитной оболочке учитывают нагрузки от внутренних и внешних воздействий, предусмотренных в проекте. Защита от зависимых отказов в системах безопасности обеспечивается за счет расположения каналов систем в различных помещениях. Каналы систем безопасности разделены физическими огнестойкими барьерами, рассчитанными на прочность при нагрузках от внутренних и внешних воздействий.

Разнообразие

Принцип разнообразия заключается в применении средств, основанных на разных принципах действия, для осуществления заданной функции.

Принцип разнообразия применяется к системам с резервированием и узлам, выполняющим одну и ту же функцию, путем введения в эти системы или узлы различных отличительных признаков. Такими отличительными признаками могут быть разные принципы работы, разные физические переменные, разные эксплуатационные условия, разные изготовители оборудования и т. д.

При проектировании должны быть рассмотрены все возможные сходства материалов, элементов или процессов изготовления, а также неявные сходства принципов работы, или общих вспомогательных систем и средств. Если используются неодинаковые элементы или системы, то следует обеспечивать разумную степень уверенности в том, что их введение в целом окажется полезным с учетом таких недостатков, как дополнительное усложнение процедур эксплуатации, технического обслуживания, проверок испытаний, а также вытекающее из этого использование оборудования, имеющего более низкую надежность.

Принцип разнообразия в проекте должен распространяться на технические средства управления авариями, обеспечивающие средства, управляющие средства.

В соответствии с требованиями НТД в проекте должны быть реализовано разнообразие для выполнения следующих функций:

– Функция управления реактивностью должна обеспечиваться как путем введения твердых поглотителей нейтронов, так и путем ввода жидкого поглотителя.

– Функции отвода тепла от активной зоны реактора и отвода тепла от защитной оболочки должны обеспечиваться как активными системами безопасности, так системами, основанными на пассивном принципе работы.

– Функция локализации защитной оболочки должна реализовываться путем применения активных элементов (электроприводной локализующей арматуры) и пассивных элементов (обратные клапаны).

– Функция управления программируемых средств должна резервироваться средствами, основанными на некомпьютерной технике (диверсность).

Формирование инициирующих сигналов, необходимых для запуска конкретной функции обеспечения безопасности, должно осуществляться с использованием не менее двух различных методов измерения параметро.

Принцип разнообразия в случаях, где применение пассивных систем и элементов не представляется возможным, реализуется путем применения разнотипного активного оборудования (электроприводной арматуры, электронасосов, дизель-генераторов) и оборудования от разных поставщиков.

1.6 Внутренняя самозащищенность РУ и ядерная безопасность

1.6.1 ВНУТРЕННЯЯ САМОЗАЩИЩЕННОСТЬ РУ

Первый уровень глубокоэшелонированной защиты предусматривает разработку проектной документации атомной станции на основе консервативного подхода с развитым свойством внутренней самозащищенности реакторной установки и мерами, направленными на исключение порогового эффекта.

Пороговый эффект – существенное скачкообразное ухудшение безопасности АС, вызванное небольшими изменениями параметров.

Внутренняя самозащищенность атомной станции заключается в способности реакторной установки предотвращать развитие исходных событий и аварий, ограничивать их последствия без участия персонала, потребления энергии и внешней помощи в течение длительного времени, которое будет использовано персоналом для оценки ситуации и выполнения корректирующих действий.

Критериями уровня самозащищенности является длительность допустимого периода невмешательства в различных ситуациях, уровень самоограничения величин важнейших параметров безопасности, инерционность аварийных процессов.

Проект НВАЭС-2 исключает необходимость немедленных действий персонала при возникновении аварийных событий. Запас времени для корректирующих действий персонала приведен в таблице 1.6.1.

Таблица 1.6.1
Запас времени для корректирующих действий персонала

	Характеристика корректирующих действий	Запас времени, ч.
1	Действия оперативного персонала на БПУ, не менее	0,5
2	Действия оперативного персонала с резервных постов управления (РПУ, МПУ) и по месту размещения специальных средств (кабельные перемычки, приводы арматуры и т. д.), не менее	1

Продолжение таблицы 1.6.1

	Характеристика корректирующих действий	Запас времени, ч.
3	Действия персонала АЭС с использованием переносного оборудования, не менее	6
4	Оказание внешней помощи, не менее	24

Внутреннюю самозащищенность РУ В-392М обеспечивают следующие проектные решения:

1. Самоограничение энерговыделений активной зоны за счет отрицательных значений коэффициентов реактивности по удельному объему теплоносителя и температуре топлива, по мощности реактора, суммарного коэффициента реактивности по температуре топлива и температуре теплоносителя во всех критических состояниях, возможных во всем диапазоне изменения параметров реактора при нормальной эксплуатации и при нарушениях нормальной эксплуатации, включая проектные аварии.

Необходимые знаки температурного и плотностного коэффициентов реактивности обеспечены в проекте с учетом применения интегрированного с топливом гадолиниевого выгорающего поглотителя. Концентрация выгорающего поглотителя в топливном элементе выбирается такой, чтобы поглотитель практически полностью выгорал в течение одной кампании реактора.

2. Срабатывание органов регулирования СУЗ в режиме аварийной защиты на основе гравитационных сил – перемещение ОР СУЗ в активную зону под собственным весом.

3. Широкое применение устройств прямого действия и пассивных систем безопасности. Проект РУ В-392М предусматривает в отношении основных функций безопасности применение систем безопасности как активного, так и пассивного принципа действия. Действия активных и пассивных каналов (элементов) систем безопасности рассматриваются в проекте совокупно как при ПА, так и при ЗПА.

4. Использование инерционного выбега специальных маховых масс главных циркуляционных насосов для обеспечения необходимого спада расхода через активную зону при обесточивании блока.

В проекте РУ В-392М применен главный циркуляционный насос ГЦНА-1391 с выносным электродвигателем и маховиком, установленным на роторе элек-

тродвигателя. Маховик представляет собой диск из нержавеющей стали, массой 10500 кг. Масса маховика увеличена в сравнении с маховиком ГЦН-195М, что связано с переходом на воду в качестве смазочно-охлаждающей жидкости радиального опорного подшипника (минимальный расчетный зазор в гидродинамическом клине уменьшился в 10 раз по сравнению с масляной смазкой).

Проект устанавливает требования по расходу теплоносителя в петле при инерционном выбеге ГЦНА. В случае одновременного обесточивания четырех ГЦНА при номинальных параметрах первого контура:

– время выбега ГЦНА до полного останова должно быть не менее 85 с.

– снижение подачи в течение 30 секунд после обесточивания должно быть не более чем в 2,7 раза.

5. Компоновка оборудования и геометрия первого контура реакторной установки обеспечивают условия развития и поддержания естественной циркуляции (ЕЦ) теплоносителя в первом контуре и теплоотвод от активной зоны до 10 % от номинальной мощности в режиме ЕЦ.

Величина смещения по вертикали середины парогенератора относительно середины активной зоны реактора для РУ В-392М составляет более 10 метров (рисунок 1.6.1).

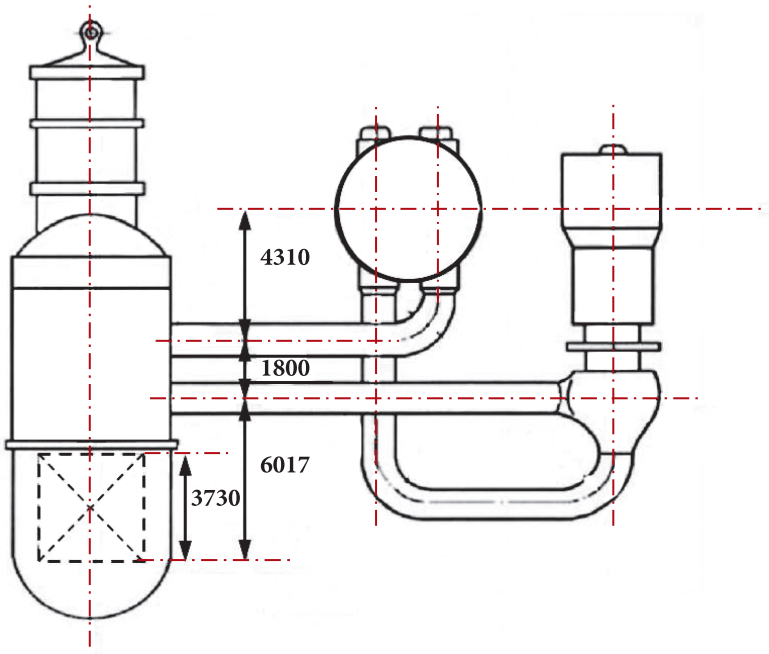


Рисунок 1.6.1 Компоновка оборудования и геометрия первого контура

6. Отсутствие врезок и отверстий на корпусе реактора ниже верхней отметки активной зоны создает вокруг активной зоны герметичный сосуд, препятствующий оголению ТВС при авариях с потерей теплоносителя.

В проекте РУ В-392М, в сравнении с РУ В-320, вырос объем теплоносителя вокруг активной зоны за счет увеличения внутреннего диаметра корпуса реактора на 100 мм и длины опорной обечайки на 300 мм.

7. В проекте РУ В-392М применен парогенератор ПГВ-1000МКП. Объем воды по 2 контуру в ПГВ-1000МКП (150,2 м^3) вырос по сравнению с ПГВ-1000М (127 м^3) за счет увеличения внутреннего диаметра парогенератора на 200 мм. Увеличение объема воды в парогенераторах по 2 контуру позволяет отводить остаточные тепловыделения от активной зоны сбросом пара через сбросные устройства ПГ в течение времени, необходимого для запуска СПОТ ПГ.

8. В проекте РУ В-392М внедрена пассивная система для улавливания, охлаждения и обеспечения подкритичности расплава топлива за пределами корпуса реактора. Устройство локализации расплава установлено под корпусом реактора (см. гл. 3) и обеспечивает защиту фундаментной плиты контайнмента от разрушения при проплавлении корпуса реактора.

9. Проект РУ В-392М традиционно использует в 1 контуре компенсатор давления с паровой подушкой, благодаря которому в процессе эксплуатации обеспечивается «мягкое» ограничение отклонений давления от номинального значения при сжатии или расширении паровой подушки в компенсаторе. Водяной объем за счет обратных связей в процессе «испарение–конденсация как функции давления» также участвует в процессе поддержания давления: при увеличении парового объема (снижении уровня) вода в компенсаторе испаряется, способствуя тем самым поддержанию давления, а при сжатии паровой фазы происходит ее конденсация на поверхности воды, что ограничивает рост давления.

1.6.2 ПРИНЦИПЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЯДЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РУ ВВЭР-1200

Ядерная безопасность РУ определяется техническим совершенством проекта в целом и, в первую очередь, опирается на использование свойств внутренней самозащищенности реактора, проявляющейся через внутренние ядерные обратные связи активной зоны, характеристиками которых являются коэффициенты реактивности. Применительно к реакторам ВВЭР рассматриваются коэффициенты реактивности по температуре теплоносителя

(**dp/dtH$_2$O**), температуре топлива, плотности теплоносителя (**dρ/dγH$_2$O**), мощности реактора, концентрации борной кислоты в теплоносителе.

Свойства внутренней самозащищенности активной зоны, в соответствии с «Правилами ядерной безопасности реакторных установок атомных станций» НП-082-07 [7, 8], обеспечены за счет отрицательных значений коэффициентов реактивности по удельному объему теплоносителя и температуре топлива, по мощности реактора, суммарного коэффициента реактивности по температуре топлива и температуре теплоносителя во всех критических состояниях, возможных во всем диапазоне изменения параметров реактора при нормальной эксплуатации и при нарушениях нормальной эксплуатации, включая проектные аварии.

Необходимые знаки температурного и плотностного коэффициентов реактивности обеспечены в проекте с учетом применения интегрированного с топливом гадолиниевого выгорающего поглотителя.

Отрицательность коэффициента реактивности по температуре топлива обусловлена наличием эффекта Доплера, то есть резонансным поглощением нейтронов в ^{238}U, и поэтому обеспечивается во всем диапазоне температур.

Мощностной коэффициент реактивности определяется суммой двух составляющих, одна из которых связана с изменением температуры теплоносителя, а другая – температуры топлива. Отрицательность каждой составляющей обеспечивает отрицательность и полного мощностного коэффициента реактивности.

Коэффициент реактивности по концентрации борной кислоты во всех состояниях отрицателен.

Другим важным аспектом обеспечения ядерной безопасности при работе РУ является выбор и обоснование систем контроля и управления реактивностью. В проекте РУ реализованы две независимые системы управления реактивностью – система борного регулирования и механическая система регулирования. Обе системы удовлетворяют предъявляемым к ним требованиям со стороны НП-082-07. Во всех рассмотренных режимах, связанных с увеличением реактивности при извлечении регулирующих групп с рабочей скоростью, так же как и при разбавлении бора в теплоносителе, скорость введения положительной реактивности не превышает установленного в НП-082-07 предела – 0,07 $\beta_{эфф}$/с.

Эффективность аварийной защиты выбрана таким образом, чтобы с учетом несрабатывания одного наиболее эффективного органа обеспечить останов

реактора во всех возможных эксплуатационных состояниях, предаварийных ситуациях и проектных авариях и поддерживать подкритичность до начала эффективной работы борной системы с учетом высвобождающихся положительных эффектов реактивности. Данное условие подтверждается анализом балансов реактивности, а также анализом безопасности.

Характеристики активной зоны и средств воздействия на реактивность обеспечивают ввод отрицательной реактивности при введении их в активную зону на любом участке движения для любой комбинации их расположения при нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации и проектных авариях.

В обосновании безопасности представляется информация о надежности отдельных систем и подсистем воздействия на реактивность в части:

– исполнительного механизма СУЗ;

– рабочих органов СУЗ;

– системы продувки, подпитки первого контура и борного регулирования;

– системы аварийного ввода бора.

Для предотвращения образования локальной критичности при перегрузке, транспортировании и хранении ЯТ в проекте РУ предусмотрены:

– конструктивные, технологические решения и организационные меры, исключающие возникновение условий, при которых возможно достижение критического состояния при транспортировке и хранении топлива;

– обращение с ТВС по всей цепи прохождения топлива на АЭС с использованием штатного транспортно-технологического оборудования.

Анализ и обоснование ядерной безопасности проводились в соответствии с требованиями «Правил безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах использования атомной энергии. НП-061-05» для применяемого в реакторе топлива максимального обогащения 5 % по ^{235}U при максимальной проектной загруженности средств транспортировки и хранения.

В проекте показано, что в условиях нормальной эксплуатации с учетом возможных технологических отклонений элементов конструкции в чехлах свежих кассет обеспечивается требуемая подкритичность $K_{эфф} < 0,95$.

Список литературы к главе 1

1. НП-001-15 Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. – М., Ростехнадзор, 2015.

2. IAEA Safety Glossary. Terminology used in Nuclear Safety and Radiation Protection. 2016 Revision. – IAEA, 2016.

3. РБ-152-18 Руководство по безопасности при использовании атомной энергии «Комментарии к федеральным нормам и правилам «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» (НП-001-15)». – М.,Ростехнадзор.

4. «Пределы и условия для эксплуатации и эксплуатационные процедуры для атомных станций». – МАГАТЭ NNS-G-2.2.

5. НП-004-08 Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций. Приказ Ростехнадзора от 05.03.2011 № 103.

6. INES – International Nuclear Event Scale, IAEA, Vienna, 1988.

7. НП-082-07 Правила ядерной безопасности. – М., Ростехнадзор, 2007.

8. Guidelines for accident analysis of WWER Nuclear Power Plants. IAEA-EDR-WWER-01. – December, 1995.

9. Нормы радиационной безопасности НРБ-99/2009. – М., 209.

10. С.А. Андрушечко, Б.Ю. Васильев, К.Б. Косоуров, Ю.М. Семченко, А.Ю. Кучумов, В.Ф. Украинцев, Б.Ю. Фаворов. ВВЭР-1200 Эволюция классики. Физические основы эксплуатации, системы и элементы, ядерное топливо, безопасность. – М., Логос, 2019. – 672 с. – ISBN 978-5-98704-852-8.

2 СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ

2.1 Защитные системы безопасности (ЗСБ)

Защитные системы (элементы) безопасности (ЗСБ) – это системы (элементы) безопасности, предназначенные для исполнения функции по предотвращению или ограничению повреждения ядерного топлива, оболочек твэлов, оборудования и трубопроводов, содержащих радиоактивные вещества (НП-001-15) [1].

ЗСБ непосредственно исполняют функции безопасности по защите от повреждения первых трех физических барьеров на пути распространения радиоактивных веществ. Для защиты 4 барьера (герметичное ограждение) предназначены локализующие системы безопасности [2].

В таблице 2.1.1 приведены функции безопасности, выполнение которых обеспечивают защитные системы безопасности, принятые в проекте НВАЭС-2, во всех режимах нормальной эксплуатации и нарушений нормальной эксплуатации, включая проектные и запроектные аварии.

Таблица 2.1.1
Защитные функции безопасности в проекте НВАЭС-2

A. Управление реактивностью	**B. Аварийный отвод тепла от активной зоны реактора, отвод тепла от 1 контура и бассейна выдержки к конечному поглотителю**
AA: Аварийное прекращение реакции деления	**BA:** Поддержание запаса теплоносителя в реакторе
AB: Обеспечение подкритичности в остановленном состоянии	**BB:** Отвод тепла от первого контура к конечному поглотителю

Продолжение таблицы 2.1.1

A. Управление реактивностью	B. Аварийный отвод тепла от активной зоны реактора, отвод тепла от 1 контура и бассейна выдержки к конечному поглотителю
	BC: Отвод тепла от первого контура через ПГ
	BD: Поддержание запаса теплоносителя в ПГ
	BE: Защита 1 контура от превышения давления и хрупкого разрушения
	BF: Защита 2 контура от превышения давления
	BG: Отвод тепла от бассейна выдержки

В проекте НВАЭС-2 реализованы следующие защитные системы безопасности:

– система аварийной защиты реактора – функции безопасности AA и AB;
– система аварийного ввода бора JND – функции безопасности AA и AB;
– система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки JNA (активная часть системы аварийного охлаждения зоны) – функции безопасности BA, BB, AB и BG;
– система гидроемкостей первой ступени (пассивная часть системы аварийного охлаждения зоны) JNG50-80 – функции безопасности BA, AB и BE;
– система гидроемкостей второй ступени (пассивная часть системы аварийного охлаждения зоны) JNG10-40 – функции безопасности BA и AB;
– система аварийного газоудаления КТР – функции безопасности BA и BE;
– система аварийного расхолаживания ПГ JNB10-40 – функции безопасности BC и BB;
– система пассивного отвода тепла JNB50-80 – функции безопасности BC и BB;
– система отсечения главных паропроводов – функции безопасности AB и BD;
– система защиты первого контура от превышения давления (ИПУ КД) – функция безопасности BE;
– система защиты второго контура от превышения давления – функция безопасности BF.

Конфигурация защитных систем безопасности основывается на применении взаиморезервирующих пассивных и активных систем и/или на применении активных систем с разными по конструкции активными элементами для выполнения функций безопасности.

Функция безопасности ВВ «Отвод тепла от первого контура к конечному поглотителю» исполняется совместно активными защитными (JNA, JNB10-40) и обеспечивающими системами безопасности (KAA – промконтур ответственных потребителей здания реактора и PEB/PEC – система охлаждающей воды ответственных потребителей блока). Пассивная система – СПОТ ПГ – выполняет отвод тепла к конечному поглотителю (воздуху) без участия систем KAA и PEB.

Отвод тепла от бассейна выдержки (функция безопасности BG) осуществляется в испарительном режиме. При этом подпитка БВ производится от системы FAK (которая выполняет роль спринклерной системы и относится к локализующим системам безопасности) или от системы JNA – при запроектных авариях с отказом системы FAK.

2.1.1 СИСТЕМА АВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ РЕАКТОРА

Функция безопасности «Управления реактивностью» заключается в аварийном прекращении реакции деления и в поддержании реактора в подкритическом состоянии во всем диапазоне рабочих параметров.

Функция выполняется взаиморезервирующими системами безопасности:

– системой аварийной защиты реактора;

– системой аварийного ввода бора (JND).

Системы основаны на различных принципах действия, что обеспечивает реализацию принципов функционального и конструктивного разнообразия и достижение высокого уровня надежности.

2.1.1.1 Общие сведения о системе аварийной защиты реактора

Рабочим органом системы аварийной защиты реактора является поглощающий стержень системы управления и защиты (ПС СУЗ), сцепленный со штангой привода СУЗ.

В качестве исполнительного механизма СУЗ применен шаговый электромагнитный привод ШЭМ-3.

Рабочие органы (РО) СУЗ являются механической системой управления и защиты реактора и предназначены:

– для выполнения функций предупредительной и аварийной защиты реактора;

– для поддержания критического состояния при работе на стационарном уровне мощности и управления распределением энерговыделения в активной зоне;

– для изменения уровня мощности реактора и компенсации изменений реактивности в процессе отравления (разотравления) ксеноном.

В проекте ВВЭР-1200 рабочие органы СУЗ могут быть размещены во всех ТВС за исключением тех, что граничат с выгородкой реактора (121 ТВС).

Регулирование мощности активной зоны осуществляется перемещением ПС СУЗ приводом СУЗ с постоянной скоростью (2 см/с) в направляющих каналах ТВС.

Аварийная защита осуществляется падением ПС СУЗ по сигналу АЗ под действием силы тяжести.

ПС СУЗ состоит из восемнадцати поглощающих элементов (ПЭЛ), траверсы с захватной головкой, пружин и гаек (рисунок 2.1.1.1).

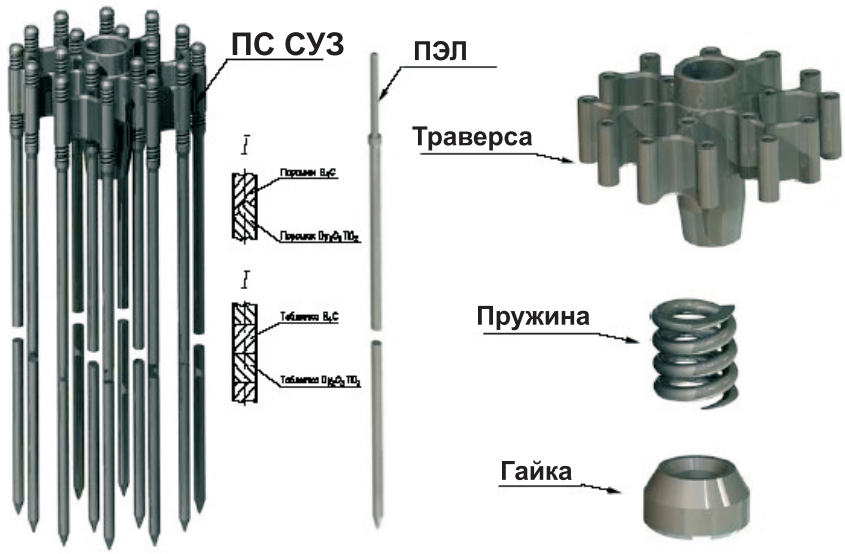


Рисунок 2.1.1.1
Конструкция ПС СУЗ

В поглощающем элементе применен комбинированный поглотитель (рисунок 2.1.1.2): верхняя часть содержит карбид бора (B_4C) с бором естественного изотопного состава, а нижняя – длиной ~500 мм – титанат диспрозия ($Dy_2O_3 \times TiO_2$).

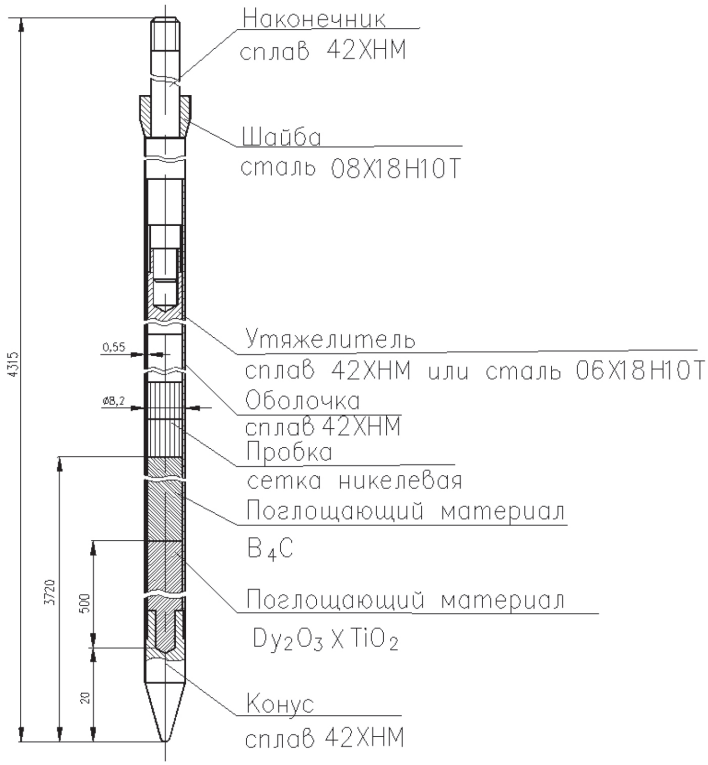


Рисунок 2.1.1.2
Конструкция ПЭЛ

Диспрозий является (n,γ) поглотителем, и он в меньшей степени подвержен радиационным повреждениям по сравнению с боросодержащим (n,α) поглотителем. Применение титаната диспрозия в нижней части ПЭЛ позволяет снизить газовыделение в зоне наибольших потоков нейтронов и за счет этого увеличить срок службы ПС СУЗ при сохранении достаточной эффективности аварийной защиты.

Фиксация столба поглощающего материала от перемещений осуществляется посредством пробок, изготовленных из никелевой сетки. Наконечник ПЭЛ посредством сварки соединен с утяжелителем, применяемым для придания ПЭЛ необходимой массы.

ПЭЛы закреплены с помощью пружин индивидуальной подвески на траверсе с захватной головкой. Захватная головка обеспечивает возможность сцепления ПС СУЗ со штангой привода СУЗ и с транспортно-технологическим оборудованием. При этом конструктивно исключается возможность несанкционированного разворота штанги относительно головки ПС СУЗ и расцепление штанги привода с ПС СУЗ.

В таблице 2.1.1.1 приведены основные характеристики ПС СУЗ.

Таблица 2.1.1.1
Основные характеристики ПС СУЗ

Наименование параметра	Значение
Количество ПЭЛ в ПС СУЗ, шт.	18
Высота ПС СУЗ, мм, номинальная	4315
Наружный диаметр оболочки ПЭЛ, мм, номинальный	8,2
Толщина оболочки ПЭЛ, мм, номинальная	0,55
Материал оболочки ПЭЛ	42ХНМ (сталь)
Поглощающий материал ПЭЛ	$B_4C+(Dy_2O_3 \times TiO_2)$
Плотность поглощающего материала, г/см^3, не менее: - карбид бора (B_4C); - титанат диспрозия ($Dy_2O_3 \times TiO_2$)	 1,7 · 4,9 ·
Высота столба поглощающего материала, мм, номинальная: – титанат диспрозия; -– общая (с учетом конуса)	 500 3720
Масса ПС СУЗ, кг	18,5±0,5
Назначенный срок службы ПС СУЗ, лет	10 лет, из них в группе АР – не более 3 лет
Назначенный ресурс ПС СУЗ, эфф. ч	82000, из них в группе АР – 25500

Максимальная эффективность одиночных РО СУЗ ограничена так, чтобы в аварии с выбросом РО СУЗ с учетом действия аварийной защиты реактора обеспечивалось непревышение установленных пределов повреждения топлива. Эффективность «выброса» одиночных РО СУЗ с учетом погрешности

расчета составляет не более 0,66 и 0,21 % для состояний на МКУ и номинальной мощности соответственно.

Все 121 РО СУЗ разбиты на 12 групп. РО СУЗ каждой группы располагаются на одной высоте и перемещаются одновременно.

Четыре группы с номерами 12, 11, 10 и 9, содержащие соответственно по шесть, семь, девять и двенадцать РО СУЗ, являются регулирующими. Они выбраны, исходя из возможности останова реактора с номинального уровня мощности при наименьшем возмущении распределения энерговыделения. Данные группы могут использоваться также в проектных режимах разгрузки реактора и при управлении распределением энерговыделения в переходных режимах на ксеноне. Группа № 12 является рабочей.

Распределение РО СУЗ по группам приведено на рисунке 2.1.1.3. Шесть рабочих органов СУЗ 7 группы, выделенные на картограмме, выполняют функцию ускоренной предупредительной защиты реактора (УПЗ).

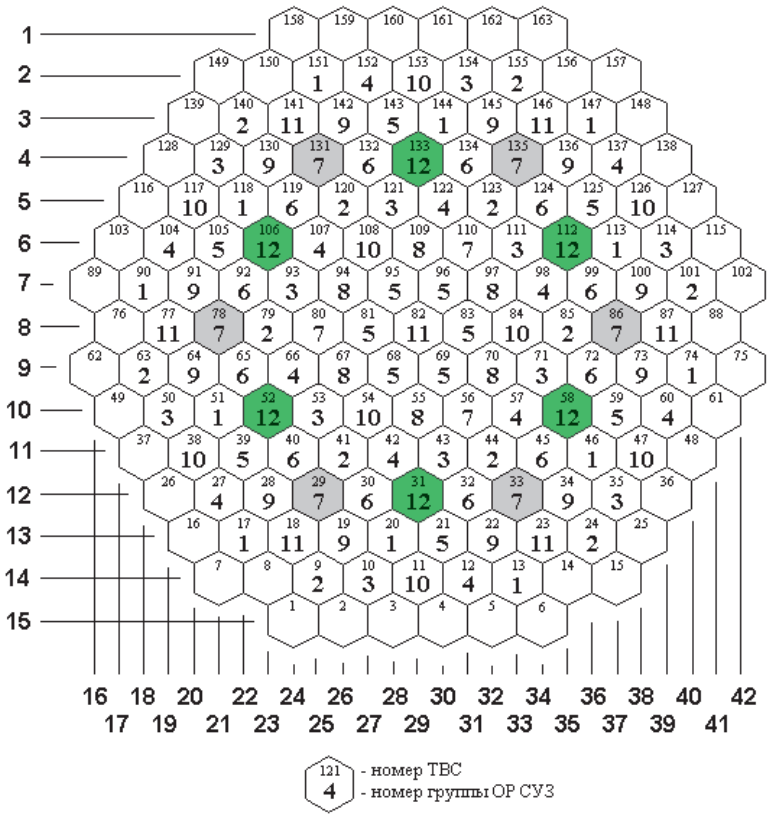


Рисунок 2.1.1.3 Распределение РО СУЗ по группам в активной зоне ВВЭР-1200

В условиях нормальной эксплуатации и при нарушении нормальной эксплуатации максимальная скорость введения реактивности, обусловленная извлечением групп РО СУЗ, не превышает 0,07 $\beta_{эфф}$/с, где $\beta_{эфф}$ – эффективная доля запаздывающих нейтронов (данная величина является предельной в соответствии с требованиями НП-082-07).

Аварийный останов реактора реализуется в системе аварийной защиты вводом всех поглощающих стержней в активную зону реактора под действием силы тяжести после снятия питания с удерживающих катушек приводов ШЭМ (рисунок 2.1.1.4). Время падения РО СУЗ нормируется и составляет не более 4,0 с и не менее 1,2 с.

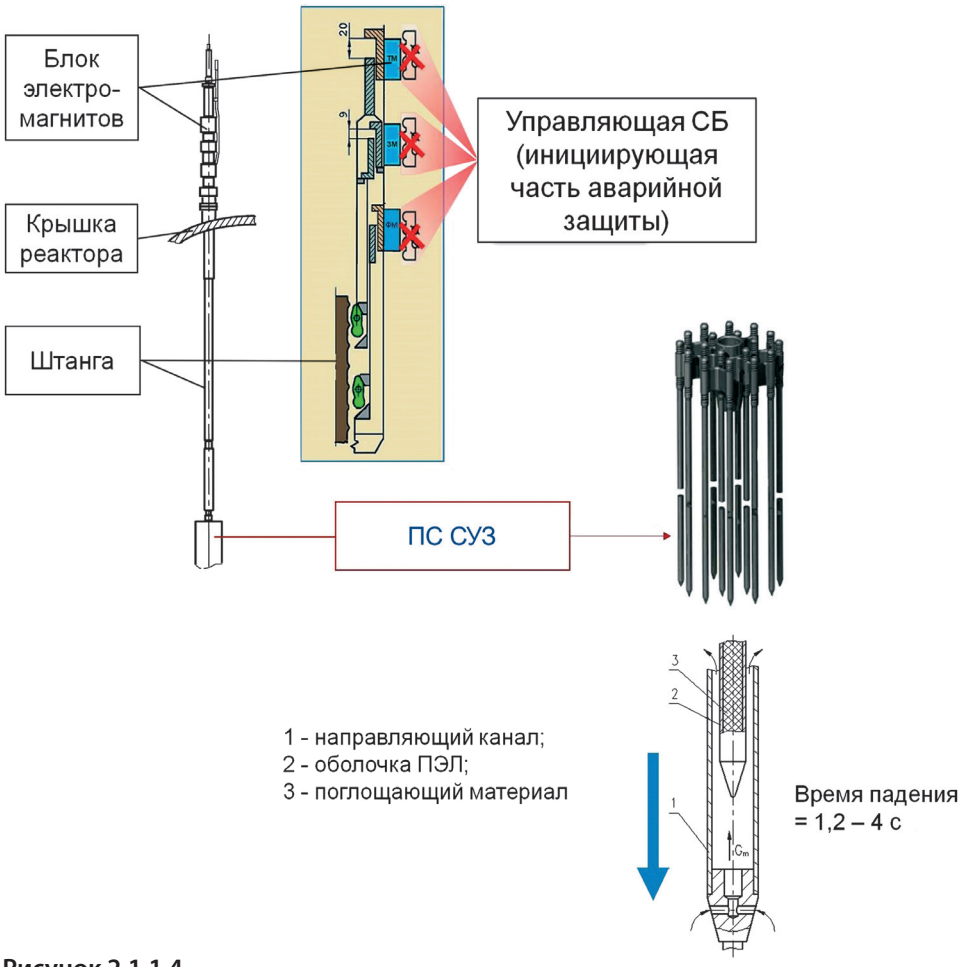


Рисунок 2.1.1.4
Принцип работы системы аварийной защиты реактора

Аварийная защита должна переводить реактор в подкритическое состояние в любой момент работы реактора с любого энергетического уровня мощности и в процессе аварийного расхолаживания поддерживать подкритичность с учетом застревания в крайнем верхнем положении одного наиболее эффективного РО СУЗ. Эффективности аварийной защиты должно быть достаточной для перехода активной зоны в подкритическое состояние и поддержания ее в этом состоянии в процессе расхолаживания (температура повторной критичности) до 100 °С при текущей концентрации бора в теплоносителе первого контура в любой момент кампании без одного наиболее эффективного РО СУЗ.

Для каждой топливной загрузки экспериментальным путем определяется эффективность аварийной защиты: полная и с застреванием наиболее эффективного РО СУЗ.

Результаты испытаний на 1 блоке НВАЭС-2 для первой топливной загрузки:

– полная эффективность аварийной защиты составила: –10,3 % (–13,9 $\beta_{эфф}$).

– эффективность аварийной защиты без наиболее эффективного РО СУЗ (14-33) составила: –7,9 % (–10,7 $\beta_{эфф}$).

2.1.1.2 Алгоритмы формирования сигналов аварийной защиты в управляющей системе безопасности АЗ-УСБИ

В целях предотвращения нарушения пределов безопасной эксплуатации проектом предусмотрены уставки срабатывания АЗ и запуска технологических систем безопасности.

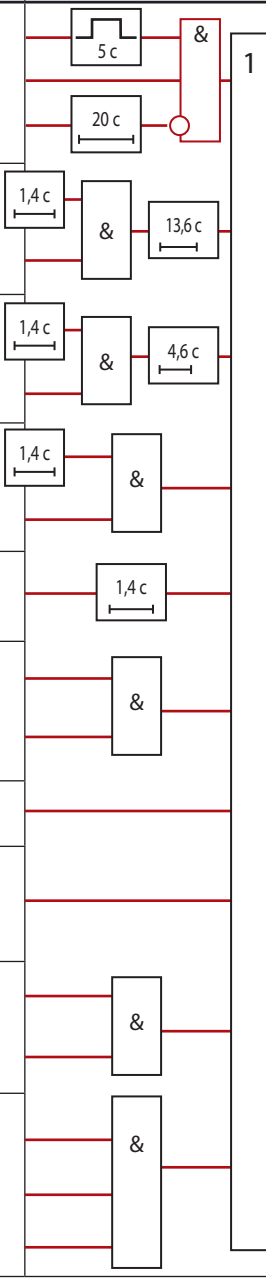
АЗ имеет приоритет перед другими видами защит и управления. Структура АЗ – два независимых, идентичных друг другу комплекта. Действие аварийной защиты доводится до конца, даже в случае снятия сигнала первопричины.

Перечень инициирующих сигналов и логика формирования аварийной защиты приведены в таблице 2.1.1.2.

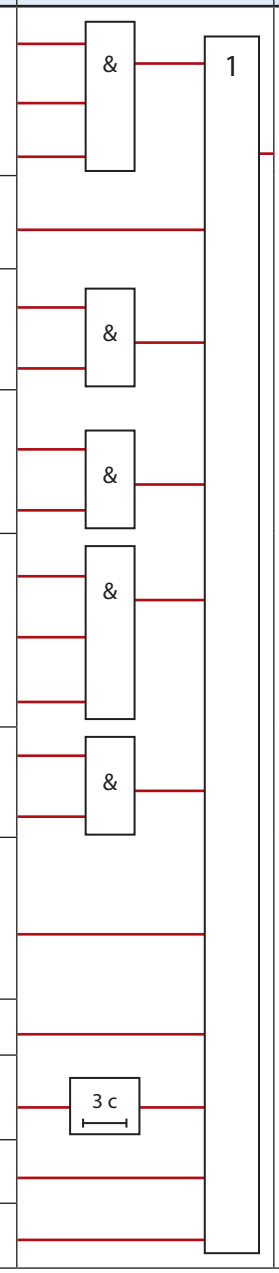
Таблица 2.1.1.2
Перечень сигналов и логика формирования аварийной защиты

Наименование параметра	Уставка срабатывания	Логика	Защитное действие
1. От кнопки АЗ на БПУ или РПУ		1	Обесточивание приводов РО СУЗ
2. Период изменения нейтронной мощности в диапазоне источника, пусковом и рабочем диапазонах, менее	10 с		
3. Нейтронная мощность в диапазоне измерения от 10^{-8} до 1 % $N_{ном}$, более	Допустимое значение (задается оператором)		
4. Нейтронная мощность в диапазоне измерения от 10^{-1} до 120 % $N_{ном}$, более	Допустимое значение (задается оператором)		
5. Нейтронная мощность, более	107 % $N_{ном}$		
6. Нейтронная мощность, более	Скользящая уставка АЗ		
7. Нейтронная мощность, более: – для четырех ГЦНА;	107 % $N_{ном}$		
– для трех ГЦНА	Снижение уставки со 107 до 74 по линейному закону со скоростью 0,5 % $N_{ном}$/с	1,4 с	
– для двух ГЦНА	Снижение уставки с текущего значения до 47 % по линейному закону со скоростью 0,33 % $N_{ном}$/с	1,4 с	
– при менее двух ГЦНА	Снижение уставки с текущего текущего значения до 5 % по линейному закону со скоростью 0,33 % $N_{ном}$/с	1,4 с	

Продолжение таблицы 2.1.1.2

Наименование параметра	Уставка срабатывания	Логика	Защитное действие
8. Перепад давления на данном ГЦНА, менее Мощность на данном ГЦНА, менее	0,392 МПа 0,245 МПа 180 кВт		Обесточивание приводов РО СУЗ
9 а. Мощность на одном из четырех ГЦНА, менее Нейтронная мощность, более	3000 кВт 90 % $N_{ном}$		
9 б. Мощность на двух из четырех ГЦНА, менее Нейтронная мощность, более	3000 кВт 75 % $N_{ном}$		
9 в. Мощность более чем на двух ГЦНА, менее Нейтронная мощность, более	3000 кВт 5 % $N_{ном}$		
10. Частота электропитания на трех из четырех ГЦНА, менее	46 Гц		
11. Уровень теплоносителя в КД, менее Температура теплоносителя в любой из горячих ниток петель, более	4,0 м 150 °С		
12. Давление (избыточное) под гермооболочкой, более	30 кПа		
13. Запас до кипения (разность между температурой насыщения и температурой в любой из четырех горячих ниток петель), менее	8 °С		
14. Давление (избыточное) на выходе из реактора, менее Нейтронная мощность, более	15,1 МПа 75 % $N_{ном}$		
15. Давление (избыточное) на выходе из реактора, менее Температура теплоносителя в любой из горячих ниток петель, более Положение ключа расхолаживания	14,1 МПа 260 °С «Выключен»		

Продолжение таблицы 2.1.1.2

Наименование параметра	Уставка срабатывания	Логика	Защитное действие
16. Давление (избыточное) на выходе из реактора, более Температура теплоносителя в любой из горячих ниток петель, более Положение ключа расхолаживания	17,5 МПа 150 °С «Выключен»		Обесточивание приводов РО СУЗ
17. Температура теплоносителя в любой из горячих ниток петель, более	($T_{ном}$ + 8) °С		
18. Уровень воды в ПГ, менее Температура теплоносителя в любой из горячих ниток петель, более	($H_{ном}$ – 0,65) м 150 °С		
19. Давление (избыточное) на выходе из ПГ, МПа, более; Температура теплоносителя в любой из горячих ниток петель, более	8,0 150 °С		
20. Давление (избыточное) на выходе из ПГ, менее Разность температур насыщения первого и второго контуров, более Температура теплоносителя в любой из горячих ниток петель, более	5,53 МПа 70 °С 150 °С		
21. Уровень теплоносителя в КД, более Положение ключа расхолаживания	9,4 м «Выключен»		
22. Мощность дозы гамма-излучения на поверхности паропровода, более (при температуре в четырех горячих нитках менее 150 °С сигнал АЗ блокируется)	Допустимое значение мЗв/ч		
23. Горизонтальное ускорение, более	0,67 м/с^2		
24. Потеря напряжения на двух вводах силового питания приводов РО СУЗ		3 с	
25. Запас до кризиса теплообмена на поверхности твэл, менее	Допустимое значение		
26. Линейное энерговыделение, более	$q_{доп\ аз}$ Вт/см		

Инициирующие сигналы АЗ сгруппированы по типу исходного события и образуют восемь функций системы контроля и управления (ФСКУ): АА11 – АА18 (таблица 2.1.1.3).

Таблица 2.1.1.3
Алгоритмы аварийной защиты реактора

Код	Наименование ФСКУ
АА11	Нарушения в управлении реактивностью и мощностью реактора
АА12	Уменьшение расхода теплоносителя первого контура
АА13	Потеря теплоносителя первого контура
АА14	Потеря питательной воды/разрыв паропровода
АА15	Течь из первого контура во второй контур
АА16	Сейсмика
АА17	Потеря напряжения питания 380 В
АА18	Нарушение в распределении энерговыделения

Все инициирующие сигналы в каждом комплекте АЗ реализуются через RS – триггер (рисунок 2.1.1.5).

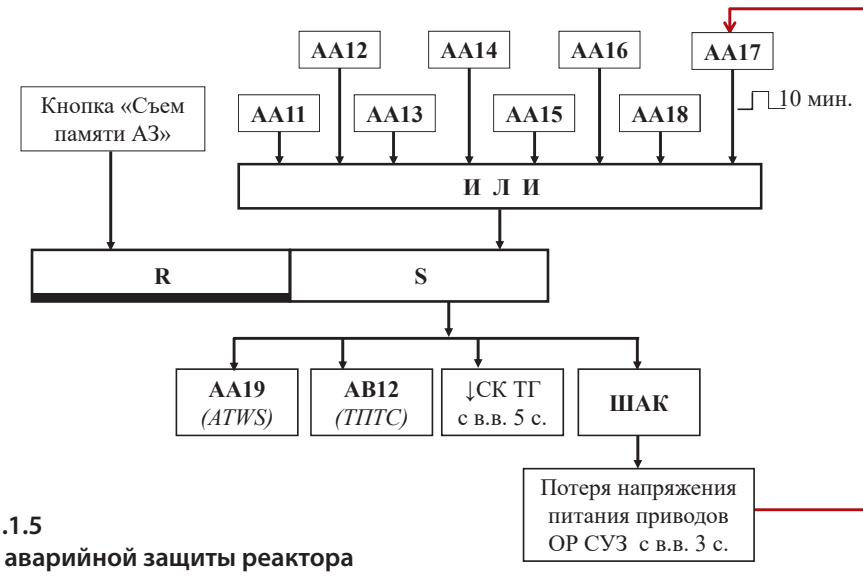


Рисунок 2.1.1.5
Алгоритмы аварийной защиты реактора

При срабатывании триггера А3 (по любому сигналу) выдаются команды:

– в ШАК (шкаф аварийных команд) → на обесточивание электромагнитов СУЗ (потеря силового питания);

– в систему защит турбины → на закрытие СК ТГ с задержкой времени 5 секунд;

– в алгоритм АВ12 → команда «Запрет подачи дистиллята»;

– в алгоритм АА19 → команда «Аварийная защита сработала» – для аварийного ввода бора при отказе А3 (пуск JND на первый контур при ATWS);

– в сигнализацию БПУ/РПУ → обобщенный сигнал о взводе триггера А3 и сигнал первопричины А3.

Время прохождения команды аварийной защиты от момента срабатывания пороговых устройств до снятия питания с устройств управления приводами РО СУЗ не должно превышать 0,3 с.

После срабатывания аварийной защиты техническими мерами исключена возможность воздействия оператора на РО СУЗ в течение 10 мин.

Для этого, **при любом срабатывании аварийной защиты,** в алгоритме АА17 формируется импульсный сигнал (10 мин.) «Потеря напряжения питания РО СУЗ с задержкой времени 3 секунды» (см. рисунок 2.1.1.5).

Функция АА11: Нарушения в управлении реактивностью и мощностью реактора.

В каждом комплекте А3 сигнал аварийной защиты формируется по следующим параметрам:

– команда оператора «Аварийная защита» с БПУ;

– команда оператора «Аварийная защита» с РПУ;

– период реактора менее 10 секунд;

– нейтронная мощность реактора более допустимой величины, которая устанавливается оператором в диапазоне источника, пусковом или рабочем диапазоне,

– нейтронная мощность реактора в рабочем диапазоне более 107 % от номинальной («жестко» зашитая уставка);

– нейтронная мощность реактора более «скользящей» уставки;

– превышение нейтронной мощности реактора допустимой величины в зависимости от количества работающих ГЦНА («переменная» уставка).

Проект НВАЭС-2 предусматривает наряду с оперативно задаваемой оператором ручной уставкой по нейтронной мощности автоматическое формирование «скользящей» и «переменной» уставок.

Диапазон изменения «скользящей» уставки АЗ – от 7 % $N_{ном}$ до 107 % $N_{ном}$. В стационарном режиме величина «скользящей» уставки должна превышать текущее значение нейтронной мощности на 7 % $N_{ном}$.

При увеличении мощности реактора значение «скользящей» уставки изменяется со скоростью, определенной проектом для данного диапазона мощности (таблица 2.1.1.4).

Таблица 2.1.1.4
Скорость изменения скользящей уставки при увеличении мощности в зависимости от уровня мощности

Режим алгоритма	Мощность реактора, % $N_{ном}$	Допустимая скорость увеличения мощности реактора, % $N_{ном}$ / мин.
1	45, менее	3
	45, более	1
2	50, менее	3
	от 50 до 80	0,17
	80, более	0,017

Если текущая мощность будет расти с большей скоростью, чем указано в таблице 2.1.1.3, то произойдет срабатывание защит: вначале предупредительной, а – при ее отказе – аварийной.

Режим 1 является основным.

Режим 2 используется при наличии следующих условий:

– работа реактора более 12 суток в стационарном режиме на любом пониженном уровне мощности;

– после перегрузки при работе реактора более 12 суток в конце предшествующего цикла на мощностном эффекте реактивности при мощности менее 85 % $N_{ном}$;

– после подключения неработающей петли.

При снижении мощности скорость снижения «скользящей» уставки составляет 0,5 % $N_{ном}$/с.

«Переменная» уставка АЗ по нейтронной мощности в зависимости от количества работающих ГЦНА формируется следующим образом:

– при отключении одного из четырех ГЦНА «переменная» уставка линейно снижается со 107 % $N_{ном}$ до 74 % $N_{ном}$ со скоростью 0,5 % $N_{ном}$/с;

– при отключении одного из трех ГЦНА (в работе остаются два смежных или два противоположных ГЦНА) «переменная» уставка линейно снижается с текущего до 47 % $N_{ном}$ со скоростью 0,33 % $N_{ном}$/с;

– при отключении трех и более ГЦНА «переменная» уставка линейно снижается с текущего значения до 5 % $N_{ном}$ со скоростью 0,33 % $N_{ном}$/с.

При подключении ГЦНА значение «переменной» уставки АЗ должно восстановиться мгновенно до максимального значения «переменной» уставки, соответствующей количеству работающих ГЦНА.

Функция АА12: Уменьшение расхода теплоносителя первого контура.

Аварийное отключение главных циркуляционных насосных агрегатов приводит к снижению расхода теплоносителя через активную зону реактора. Для предотвращения повреждения твэл из-за недостаточного охлаждения активной зоны при определенных условиях необходимо срабатывание аварийной защиты реактора.

В каждом комплекте АЗ сигнал защиты формируется по следующим параметрам:

– снижение перепада давления на ГЦНА от 0,392 МПа до 0,245 МПа за время менее 5 секунд в случае заклинивания или обрыва вала ГЦНА;

– отключение одного из четырех ГЦНА при мощности более 90 % от $N_{ном}$. Сигнал формируется с задержкой времени 15 секунд. Данное время дается для снижения мощности РУ работой ускоренной предупредительной защиты (УПЗ);

– одновременное отключение двух из четырех ГЦНА при мощности более 75 % от $N_{ном}$. Сигнал формируется с задержкой времени 6 секунд. Данное время дается для снижения мощности РУ работой ускоренной предупредительной защиты;

– отключение трех из четырех, двух из трех или одного из двух ГЦНА на различных уровнях мощности более 5 % $N_{ном}$;

– частота на трех из четырех секциях электропитания ГЦНА менее 46 Гц. Сигнал формируется с задержкой времени 1,4 секунды.

Сигнал по отключению ГЦНА формируется при снижении активной мощности соответствующего ГЦНА ниже 3000 кВт.

Формирование сигналов на останов 1, 2 ГЦНА формируется в первом комплекте, а на останов 3, 4 ГЦНА – во втором комплекте.

Функция АА13: Потеря теплоносителя первого контура.

В случае аварии с потерей теплоносителя первого контура необходимо срабатывание аварийной защиты реактора и приведение активной зоны реактора в подкритическое состояние для последующего расхолаживания.

В каждом комплекте сигнал А3 формируется по следующим параметрам:

– уровень в КД менее 4,0 м. И температура теплоносителя первого контура более 150 °С;

– избыточное давление в контайнменте более 30 кПа;

– разность между температурой насыщения первого контура и температурой в любой из горячих ниток петель менее 8 °С;

– избыточное давление на выходе из реактора менее 15,1 МПа и нейтронная мощность реактора более 75 % $N_{ном}$;

– избыточное давление на выходе из реактора менее 14,1 МПа и температура теплоносителя первого контура более 260 °С, и ключ расхолаживания в положении «Выключен».

При мощности более 5 % $N_{ном}$ прохождение команды от ключа «Режим расхолаживания» блокируется.

Функция АА14: Потеря питательной воды/разрыв паропровода.

В случае эксплуатационных нарушений в системах второго контура – пара или питательной воды – нарушается теплоотвод от теплоносителя первого контура и, как следствие, охлаждение активной зоны реактора. В связи с этим необходимо срабатывание аварийной защиты реактора.

В каждом комплекте сигнал защиты реактора формируется по следующим параметрам:

– избыточное давление теплоносителя на выходе реактора более 17,5 МПа **и** температура теплоносителя 1 контура более 150 °С, **и** ключ расхолаживания в положении «Выключен»;

– температура теплоносителя в любой из горячих ниток петель первого контура более ($T_{ном}$ + 8) °С;

– уровень в любом парогенераторе менее ($L_{ном}$ – 0,65) м. при температуре теплоносителя первого контура более 150 °С;

– избыточное давление в любом паропроводе более 8,0 МПа при температуре теплоносителя первого контура более 150 °С;

– избыточное давление в любом паропроводе менее 5,53 МПа **и** разность температур насыщения 1 и 2 контуров более 70 °С, **и** температура в любой из горячих петель более 150 °С;

– уровень в КД более 9,4 м **и** ключ расхолаживания в положении «Выключен».

Функция АА15: Течь из первого контура во второй контур.

При течи из 1 контура во 2 активность выходит за границы первого контура. В этом случае необходим быстрый останов реактора с последующим расхолаживанием реакторной установки и изоляцией аварийного парогенератора (ФСКУ CD11).

В каждом комплекте сигнал защиты реактора формируется при наличии дискретного сигнала по уровню активности выше допустимого значения в паропроводе любого из четырех парогенераторов при условии, что температура теплоносителя в первом контуре выше 150 °С.

Функция АА16: Сейсмика.

При сейсмическом воздействии, достигшем уровня проектного землетрясения, должен инициироваться аварийный останов реактора.

Для формирования сигналов защиты используются сейсмодатчики, входящие в состав системы индустриальной антисейсмической защиты (СИАЗ).

СИАЗ состоит из двух независимых комплектов, в состав каждого из которых входят три сейсмодатчика и три блока коммутации (трехканальная структура).

Сейсмодатчики установлены в периодически обслуживаемых технологических помещениях здания реактора на уровне фундаментной плиты энергоблока (отм. – 5,400).

В каждом комплекте сигнал защиты реактора формируется при наличии дискретных сигналов по уровню горизонтального ускорения, превышающего допустимое значение в двух из трех датчиков СИАЗ. Уставка порога срабатывания АЗ для каждого канала СИАЗ равняется **0,67 м/с²**, что соответствует сейсмическому воздействию 7 баллов по шкале.

Функция АА17: Потеря напряжения питания 380 В.

При потере напряжения 380 В на двух вводах, обеспечивающих силовое питание приводов РО СУЗ, выдается сигнал для осуществления аварийного останова реактора.

В каждом комплекте бинарные сигналы о потере питания ($U < 0{,}8\ U_{ном}$) формируются с контактов реле и используются для проведения аварийного останова с задержкой времени 3 секунды.

В каждом комплекте формируется импульсный сигнал, обеспечивающий запрет на взвод аварийной защиты в течение 10 минут после срабатывания любой функции АА11 – АА18.

По факту прохождения звуковой и световой сигнализации срабатывания АЗ оператор БПУ (ВИУР) обязан:

– продублировать срабатывание АЗ;

– проконтролировать по показаниям АКНП снижение нейтронной мощности реактора и наличие отрицательного периода;

– проконтролировать положение РО СУЗ: все на нижних жестких упорах (НЖУ);

– проконтролировать переключение диапазонов АКНП;

– проконтролировать (обеспечить) подачу концентрированного раствора борной кислоты (40 г/дм^3) в активную зону реактора (перевести подпитку 1 контура на РБК от системы борного концентрата, а при невозможности – подать РБК от системы аварийного ввода бора JND);

– проконтролировать при отказе АЗ (через 4 секунды после формирования сигнала первопричины АЗ нейтронная мощность реактора составляет более 15 % от номинальной) срабатывание функции **АА19** «Аварийный ввод бора при ATWS».

Функция АА18: Нарушение в распределении энерговыделения.

Аварийная защита по уменьшению запаса до кризиса теплообмена на поверхности тепловыделяющих элементов в активной зоне обеспечивает отключение реактора с целью предотвращения нарушения пределов безопасной эксплуатации, характеризующих целостность топлива и оболочек твэлов, и/или максимального проектного предела повреждения твэлов при исходных событиях, сопровождающихся изменением энерговыделения твэл, возрастанием энтальпии теплоносителя на входе в реактор, снижением частоты электроснабжения ГЦНА, снижением давления в первом контуре.

Аварийная защита по увеличению линейного энерговыделения обеспечивает отключение реактора с целью предотвращения нарушения пределов безопасной эксплуатации, характеризующих целостность топлива и оболочек твэлов, при возникновении значительных локальных неравномерностей в распределении энерговыделения в активной зоне реактора.

Алгоритмы диверсных аварийных защит

Для уменьшения последствий отказа по общей причине из-за наличия однотипных средств, включая программное обеспечение, в обоих комплектах АЗ-УСБИ использован принцип разнообразия, в соответствии с которым в состав СУЗ-УСБТ введена подсистема диверсных (дополнительных) защит (ДЗ), созданных на средствах жесткой логики. Подробнее о ДСЗ – в разделе 2.4.2.

2.1.1.3 Функция безопасности АВ: Обеспечение подкритичности реактора в остановленном состоянии

ФСКУ АВ11: Отсечение аварийного ПГ по питательной воде.

Данная функция управления обеспечивает отключение парогенератора, в котором имеет место течь паропровода или питательного трубопровода в неотключаемой от парогенератора части.

Реализация данной функции позволяет своевременно прекратить неуправляемое расхолаживание 1 контура через аварийный ПГ и ввод положительной реактивности за счет отрицательных обратных связей.

Инициирующий сигнал для запуска функции АВ11 формируется при совпадении следующих факторов:

– разность между температурами насыщения первого и второго контура в данном парогенераторе более 70 °С;

– избыточное давление в данном парогенераторе менее 5,04 МПа;

– отсутствует запрет от задачи «Течь из первого контура во второй контур» в любом парогенераторе;

– отсутствует запрет «Температура теплоносителя первого контура менее 150 °С»;

– отсутствует запрет «Запас до кипения в любой из горячих нитках менее 8 °С».

При поступлении инициирующего сигнала исполнительная часть защиты производит следующие действия:
– отключает ГЦНА данной петли;
– закрывает арматуру на трубопроводе подачи основной и вспомогательной питательной воды в ПГ;
– закрывает арматуру от системы продувки парогенератора;
– закрывает арматуру от системы аварийного расхолаживания ПГ.

ФСКУ АВ12: Запрет подачи чистого конденсата.

Данная функция управления исключает подачу чистого конденсата после срабатывания аварийной защиты реактора.

В качестве управляющей команды используется сигнал аварийной защиты реактора, сформированный по любому исходному событию, вызывающему срабатывание АЗ, в любом комплекте системы управления.

Функция реализуется в ТПТС путем закрытия арматуры на трубопроводах подачи чистого конденсата в систему подпитки первого контура.

2.1.2 СИСТЕМА АВАРИЙНОГО ВВОДА БОРА (JND)

2.1.2.1 Назначение и структура системы

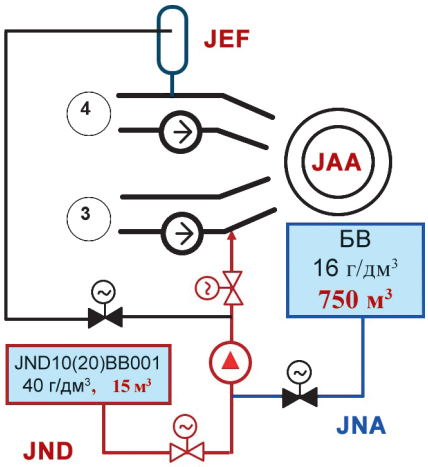
Система аварийного ввода бора предназначена для выполнения следующих функций безопасности:

– подача в первый контур раствора борной кислоты высокой концентрации (40 г/дм^3) для быстрого перевода реакторной установки в подкритическое состояние в режимах, сопровождающихся отказом срабатывания аварийной защиты реактора (ATWS) – функция безопасности AA19 «Аварийный ввод бора при ATWS» (рисунок 2.1.2.1);

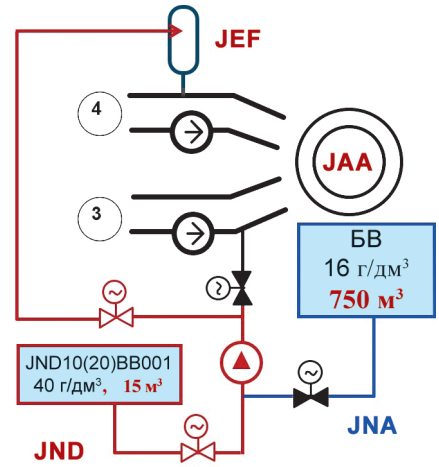
– впрыск раствора борной кислоты в паровую часть компенсатора давления при авариях с течью теплоносителя из первого контура во второй, с целью снижения давления в системе первого контура – функция безопасности CD12 «Управление впрыском в КД при течи из первого контура во второй контур» (рисунок 2.1.2.1);

– переключение на подачу раствора борной кислоты с концентрацией 16 г/дм^3 после исчерпания запаса раствора борной кислоты высокой кон-

центрации (при уровне в баке JND10(20)BB001 меньше L < 0,15 м) – функция безопасности АВ13 (рисунок 2.1.2.2).

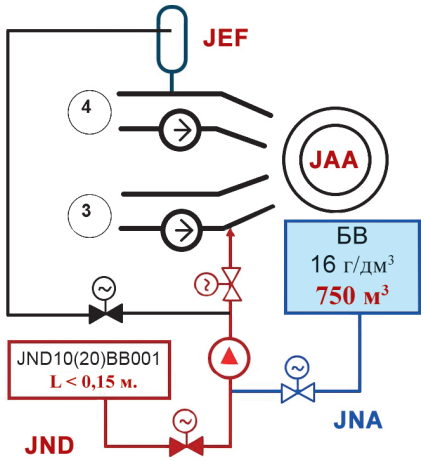


AA19. Аварийный ввод бора при отказе А3 (ATWS)



CD12. Управление впрыском в КД при течи из 1 контура во 2 контур

Рисунок 2.1.2.1
Режимы работы системы аварийного ввода бора JND при отказе А3 и течи теплоносителя из 1 контура во 2 контур



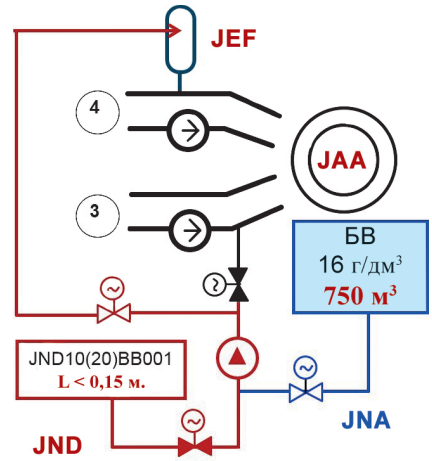


Рисунок 2.1.2.2
Функция АВ13: переключение насосов JND на подачу борного раствора 16 г/дм³

Система аварийного ввода бора обеспечивает выполнение своих функций при любом исходном событии аварии, требующей ее работы, с наложением одного независимого от исходного события отказа любого активного или пассивного элемента, имеющего механические движущиеся части, или одной независимой от исходного события ошибки персонала (принцип единичного отказа).

Система JND не имеет зависимого от исходного события отказа. Проект предусматривает для системы двухканальную структуру с резервированием каналов 2 x 100 %. Внутри каждого из каналов имеются две нитки с эффективностью 50 % (рисунок 2.1.2.3). Таким образом, один работоспособный канал или две работоспособные нитки в разных каналах обеспечивают выполнение системой своих функций в полном объеме.

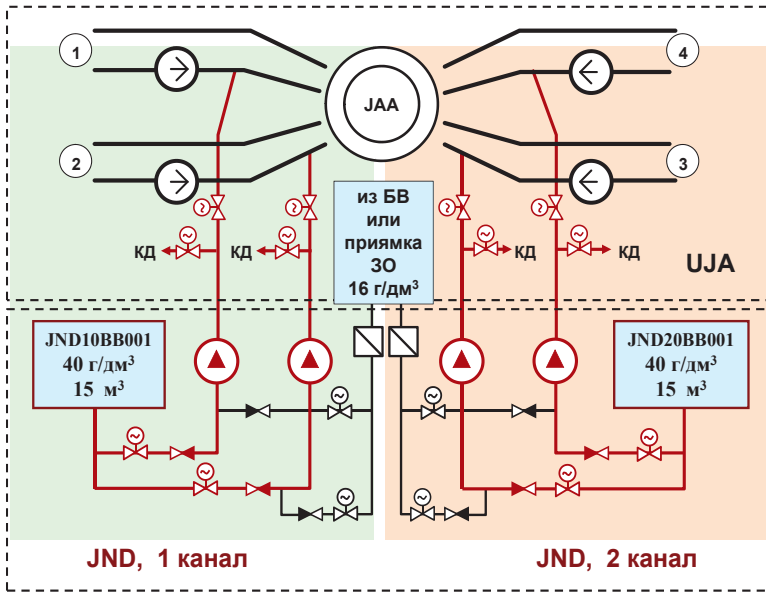


Рисунок 2.1.2.3 Двухканальная структура системы аварийного ввода бора

Допускается неработоспособное состояние одного канала системы вследствие ремонта или обслуживания на время не более 72 часов. При этом, оставшиеся работоспособные активные элементы данной системы и обеспечивающие системы должны пройти внеочередную проверку. В этом случае независимый от исходного события отказ не учитывается при анализе безопасности.

В проекте системы обеспечена возможность для контроля и периодических испытаний элементов системы с целью проверки их работоспособности, что позволяет исключить необнаруживаемые отказы неконтролируемых при эксплуатации АЭС элементов.

В случае обнаружения отказа элементов, зарезервированных внутри канала, допускается вывод в ремонт этого элемента при условии подтверждения работоспособного состояния другой резервной части канала. Допустимое время ремонта в этом случае равно 240 часов.

2.1.2.2 Технологическая схема системы

Система аварийного ввода бора состоит из двух идентичных по входящему в них оборудованию и полностью независимых один от другого каналов. Каждый канал системы состоит из двух ниток и общего бака аварийного запаса концентрированного раствора бора.

Каждая нитка канала включает в себя: плунжерный насос, трубопроводы, арматуру и контрольно-измерительные приборы (КИП). Упрощенная технологическая схема первого канала системы аварийного ввода бора приведена на рисунке 2.1.2.4.

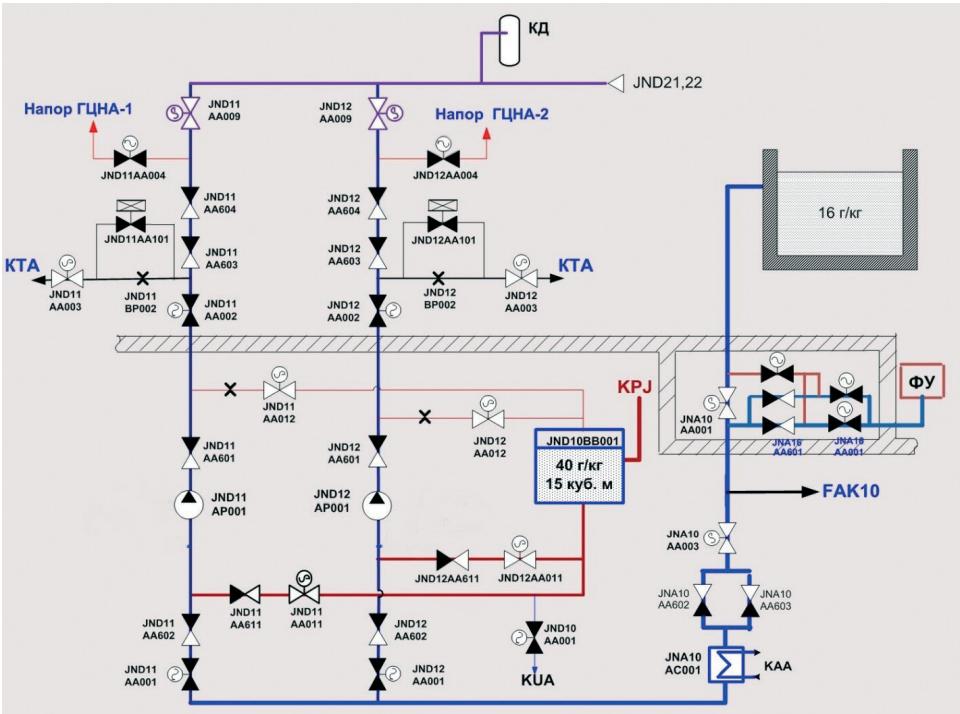


Рисунок 2.1.2.4
Упрощенная технологическая схема 1 канала системы аварийного ввода бора

Всасывающие трубопроводы насосов аварийного ввода бора подключены к бакам JND10(20)BB001 и к трубопроводам соответствующих каналов системы JNA (аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки).

Баки JND10(20)BB001 служат для системы JND запасом концентрированного раствора бора 40-44,5 г/дм^3.

Запасом борного раствора с концентрацией 16-20 г/дм^3 для систем JNA и JND служит избыточный (сверх необходимого для хранения отработанного топлива) объем воды бассейна выдержки (не менее 750 м^3).

Для исключения перетоков сред систем JNA в JND и обратно на входных трубопроводах в насосные агрегаты предусмотрены обратные клапаны.

Объема баков JND10(20)BB001 достаточно для перевода реакторной установки в подкритическое состояние в любой момент топливной кампании (при всех возможных значениях подкритичности активной зоны). Дальнейшее поддержание РУ в подкритическом состоянии достигается вводом раствора борной кислоты из бассейна выдержки.

Первоначальное заполнение баков JND10(20)BB001 производится из системы приготовления и подачи реагентов KPJ.

Для защиты насосных агрегатов и напорных трубопроводов от превышения давления сверх рабочего на 15 % на выходных трубопроводах каждого из насосов установлены по два предохранительных клапана со 100 % производительностью (на схеме ПК не показаны). Сброс среды с предохранительных устройств производится в баки JND10(20)BB001.

Для исключения работы насосных агрегатов в безрасходном режиме и для периодической проверки их работоспособности в период эксплуатации для каждого агрегата предусмотрен трубопровод рециркуляции с дросселирующим устройством и запорной арматурой, находящейся в открытом состоянии при нахождении системы в состоянии «дежурство». Трубопроводы рециркуляции подключены к бакам JND10(20)BB001.

Напорные трубопроводы каждого канала системы JND подключены к холодным трубопроводам главных циркуляционных петель и к паровой части компенсатора давления. При этом каждая нитка системы подает борный раствор в свою петлю ГЦТ: нитка 11JND11 – в петлю № 1, нитка 11JND12 – в петлю № 2, нитка 12JND21 – в петлю № 3, нитка 12JND22 – в петлю № 4

Напорные трубопроводы системы отключены от ГЦК последовательно установленными двумя обратными клапанами и одной запорной арматурой.

Между запорной арматурой и первым по ходу среды обратным клапаном установлен дренаж в систему организованных протечек.

Для разделения потоков в ГЦТ и компенсатор давления на соответствующих трубопроводах установлена запорная арматура.

На основании проведенного вероятностного анализа безопасности авария с течью теплоносителя первого контура во второй является более вероятным исходным событием, чем авария типа ATWS. Поэтому при нахождении системы в состоянии «дежурство»:

– арматура на линии подачи в КД должна быть открыта,

– арматура на линии подачи в ГЦТ должна быть закрыта.

2.1.2.3 Краткое описание оборудования

Насосные агрегаты и баки системы располагаются в здании UKA на отметке минус 5,4 м.

Насосный агрегат системы JND состоит из высоконапорного горизонтального пятиплунжерного насоса одинарного действия с кривошипным механизмом (ход 60 мм), демпфера, муфты и асинхронного электрического двигателя (рисунок 2.1.2.5).

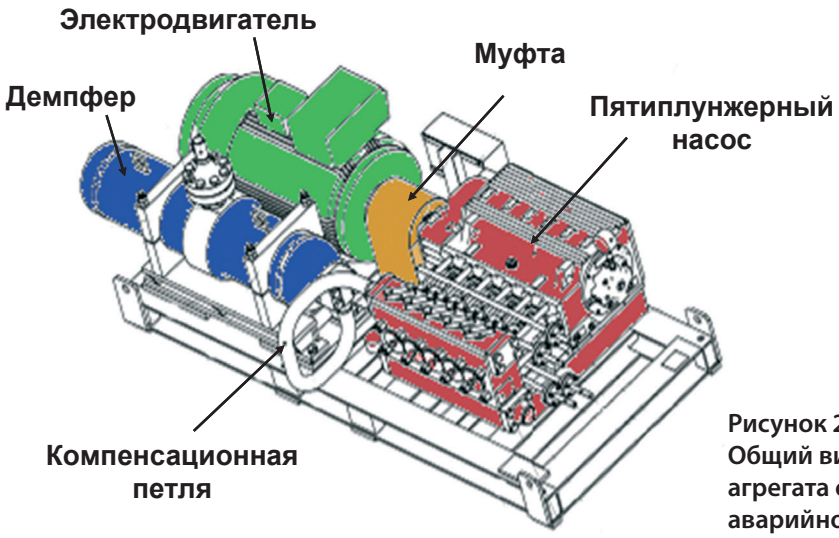


Рисунок 2.1.2.5
Общий вид насосного агрегата системы аварийного ввода бора

Конструкцией агрегата исключено возникновение резонансных явлений и ограничены пульсации при его работе. Снижение пульсаций давления достигается за счет применения демпфера на выходе насоса. При этом величина пульсаций составляет ±1,5 %.

Для компенсации температурных расширений металла между напорным фланцем насоса и демпфером применен компенсационный трубопровод (компенсационная петля).

В качестве привода насоса применен асинхронный электродвигатель фирмы «ATB SEVER d.o.o.», Сербия, тип 23.ZKIT315MD-4 с воздушным охлаждением. Электродвигатель обеспечивается электропитанием второй группы надежности САЭ.

Основные характеристики насоса приведены в таблице 2.1.2.1.

Таблица 2.1.2.1
Основные характеристика насосного агрегата системы JND

Параметры	Значение
Номинальная подача, м^3/ч	14,5
Номинальное давление на выходе агрегата, МПа	19,6
Расчетное давление на нагнетании, МПа	24,5
Минимальное давление на входе при работе агрегата, МПа	0,016
Рабочая температура, ºС	Не более 90
Потребляемая мощность насоса при давлении на выходе агрегата 19,6 МПа, кВт	98
Мощность электродвигателя номинальная, кВт	200
Номинальное напряжение, В	380
Номинальные обороты двигателя, об./мин.	1486

Бак аварийного запаса концентрированного раствора бора JND10(20) BB001 представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд, находящийся под атмосферным давлением. Полезный объем бака равен 15 м^3, диаметр – 2 метра, общая высота с горловиной = 6,15 м. Номинальный уровень воды в баке равен 4,6 м.

2.1.2.4 Контроль параметров системы аварийного ввода бора JND

Контроль параметров системы аварийного ввода бора оператор производит с помощью видеокадров СВБУ (рисунок 2.1.2.6) и показывающих приборов на панелях безопасности БПУ/РПУ (рисунок 2.1.2.7)

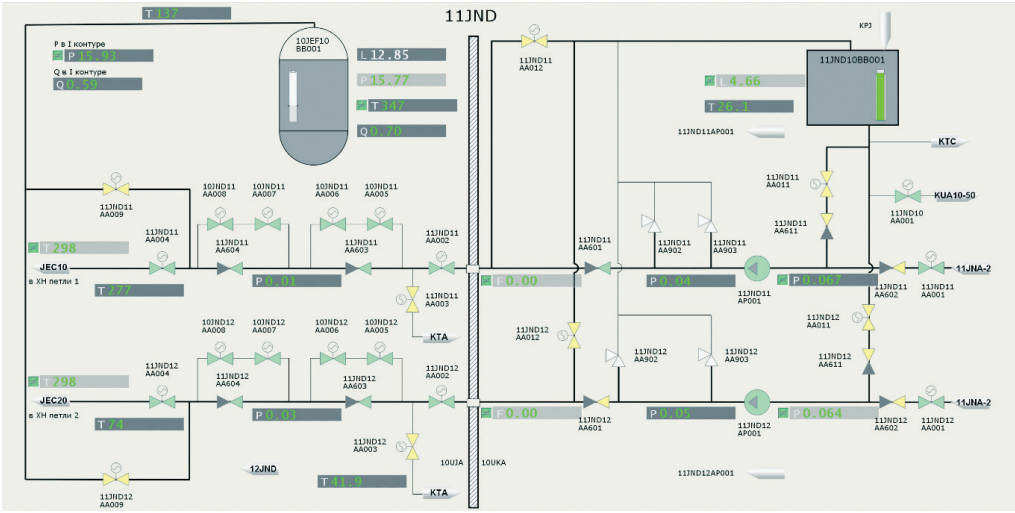
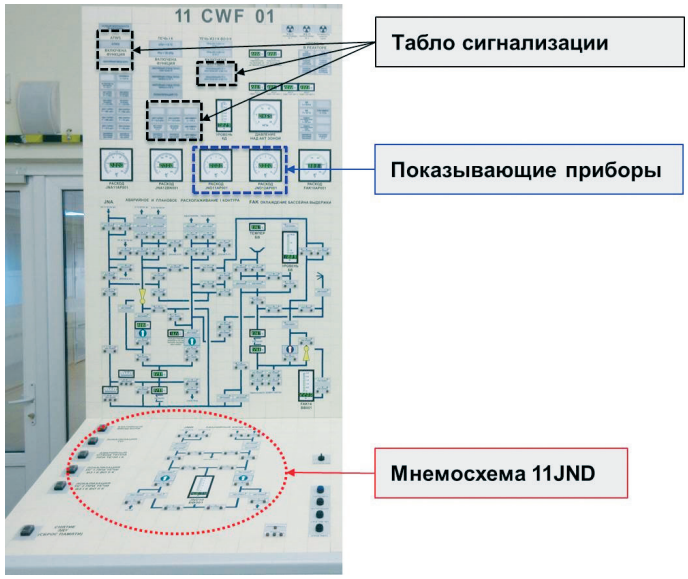


Рисунок 2.1.2.6
Видеокадр первого канала системы аварийного ввода бора



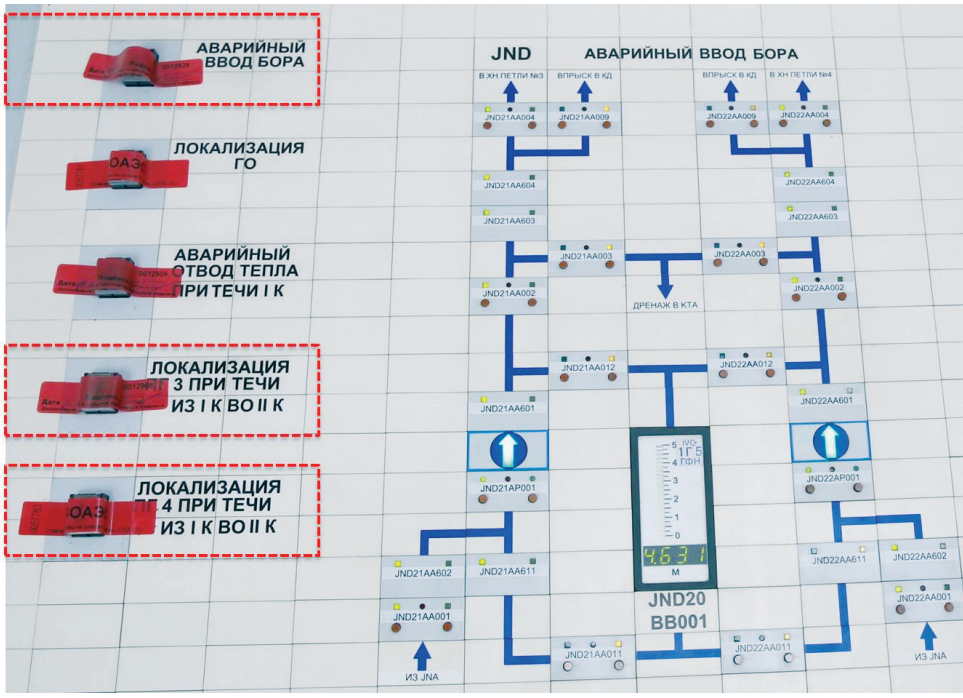


Рисунок 2.1.2.7
Система аварийного ввода бора на панелях безопасности БПУ

Контролируются состояние арматуры, уровень и температура борного концентрата в баках, давление на всасе и напоре насосов, расход через каждый насос, температура поверхности трубопровода перед петлей ГЦТ.

Наличие протечек из 1 контура при неплотности граничной арматуры контролируется по давлению между обратными клапанами и по температуре в линии контрольного дренажа.

Эксплуатационными пределами работы системы JND являются:

– минимальный расход насоса аварийного ввода бора 14,3 м^3/ч;

– минимальный уровень в баке 0,15 м;

– минимальная температура среды в баках 20 °С;

– минимальное давление на входе в насосы 0,015 МПа;

– максимальное давление на входе в насосы 2,1 МПа.

Для каждого насоса системы JND проект предусматривает свой видеокадр СВБУ (рисунок 2.1.2.8).

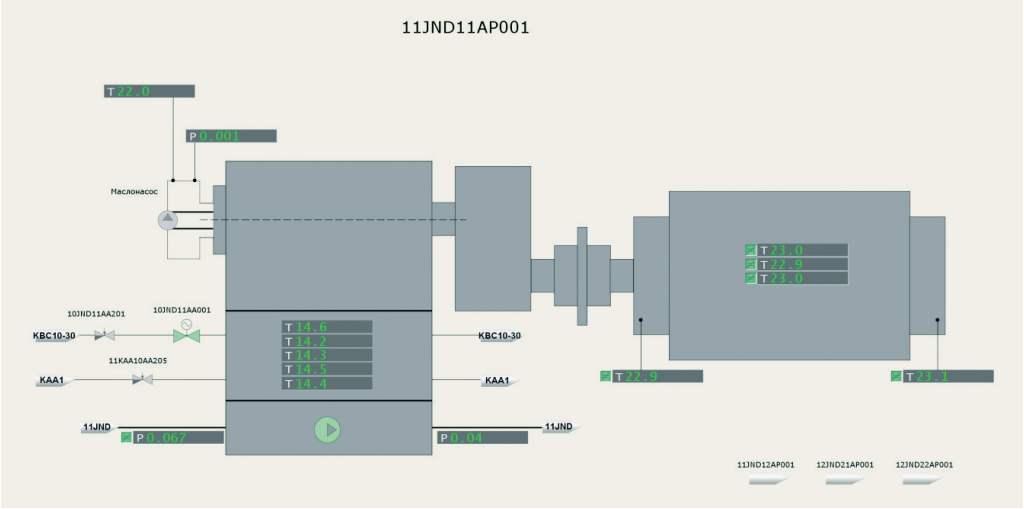


Рисунок 2.1.2.8
Видеокадр насоса 11JND11AP001

Контролируются:

– давление на входе и выходе насоса;

– температура обмоток статора электродвигателя (I, II, III фазы);

– температура переднего и заднего подшипников двигателя;

– температура масла;

– давление на напоре маслонасоса;

– температура сальников насоса.

Запрещается работа насосных агрегатов в случаях превышения аварийных уставок по параметрам насоса:

– температура масла в механической части – более 80 °С;

– температура сальников – более 70 °С;

– давление масла – менее 0,3 МПа;

– температура подшипников электродвигателя – более 90 °С;

– температура в обмотках статора – более 150 °С;

– протечки через сальник (один) при работе агрегата – более 2 л/ч;

– протечки через сальник (один) при стоянке агрегата – более 0,15 л/ч;

– среднеквадратическое значение виброскорости – более 7,0 мм/с.

2.1.2.5 Режимы работы системы аварийного ввода бора

В режимах нормальной эксплуатации система не функционирует и находится в состоянии ожидания, проходя периодические проверки.

Функционирование системы JND при обесточивании энергоблока.

Система имеет надежное энергоснабжение от дизель-генераторов системы аварийного электроснабжения (САЭ) потребителей второй группы. По сигналу обесточивания выключатели насосов системы не отключаются. При появлении на секциях САЭ напряжения от дизель-генераторов (нулевая ступень программы ступенчатого пуска):

– работавшие на момент обесточивания насосы JND возобновляют работу;

– неработавшие на момент обесточивания насосы JND в работу не вступают, но оператор имеет возможность при необходимости ввести их в работу.

Функционирование системы JND при течи из первого контура во второй.

В аварийных режимах, связанных с течью из первого контура во второй, для снижения давления первого контура в паровое пространство компенсатора давления осуществляется впрыск концентрированного борного раствора насосами системы JND – функция CD12.

Работа функции CD12 инициируется при давлении в первом контуре выше 8,4 МПа и уровне в КД ниже 7,97 м двумя сигналами из функции CD11 «Локализация ПГ при течи из 1 контура во 2» (рисунок 2.1.2.9).

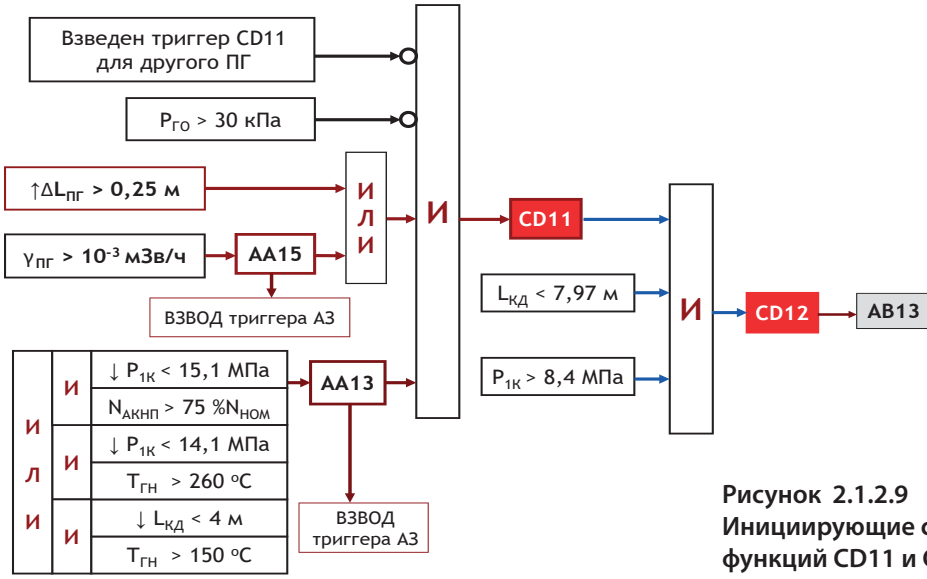


Рисунок 2.1.2.9
Инициирующие сигналы функций CD11 и CD12

Один из сигналов CD11 обеспечивает управление насосами и арматурой и запрещает дистанционное управление от индивидуальных средств управления на 30 минут. Через 30 минут оператор может сбросить данную команду.

Другой сигнал запрещает действия команд нормальной эксплуатации. Оператор может сбросить эту команду только при достижении температуры теплоносителя 1 контура менее 70 °С.

По факту активации функции CD12 оператор обязан проконтролировать (рисунок 2.1.2.10):

– включение насосов системы аварийного ввода бора;

– открытие арматуры на линии подачи воды в компенсатор давления;

– закрытие арматуры на линиях рециркуляции насосов, контрольных дренажей и подачи воды в холодные нитки петель 1 контура;

– расход через насос – не менее 14,5 м^3/ч;

– снижение уровня в баках системы JND;

– срабатывание сигнала «ФБ выполнена» для ФСКУ **CD12** на видеокадре СВБУ;

– параметры работающих насосовJND (по СВБУ и по месту).

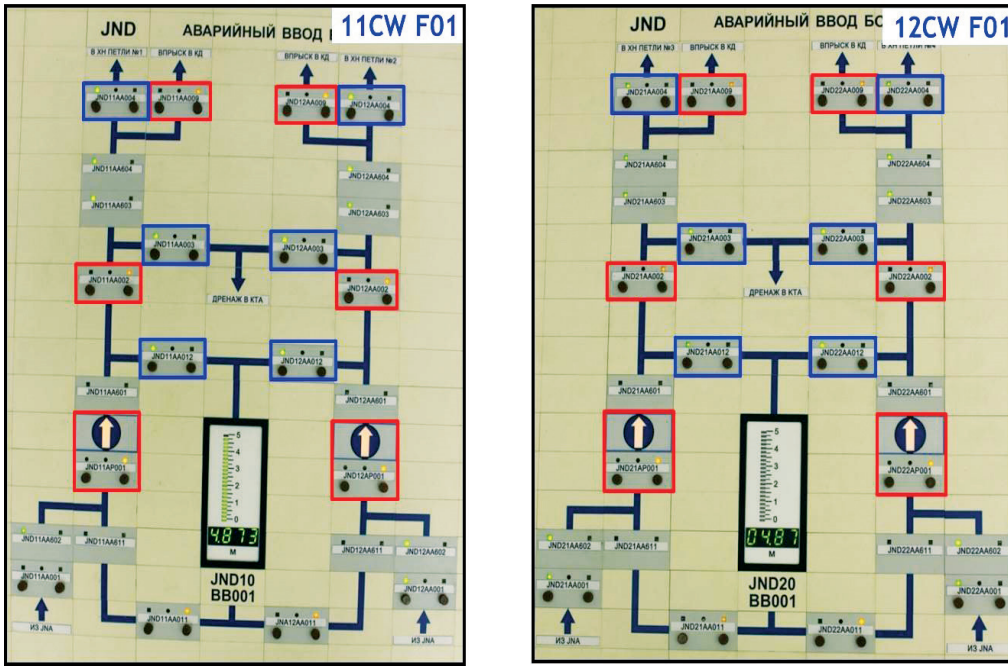


Рисунок 2.1.2.10
Контроль срабатывания ФСКУ CD12 по мнемосхеме системы JND

При снижении давления над активной зоной менее 8,2 МПа или росте уровня в КД более 8,37 м оператор обязан проконтролировать отключение насосов JND11,12AP001, JND21,22AP001. Положение арматуры системы при этом остается неизменным.

При уровне в баке менее 0,15 м формируется сигнал на закрытие арматуры из бака запаса борного концентрата и открытие арматуры из трубопровода системы аварийного и планового расхолаживания первого контура (функция АВ13).

Функционирование системы JND при срабатывании АЗ и отказе системы КВА

После срабатывания аварийной защиты реактора необходимо увеличить концентрацию борной кислоты в теплоносителе первого контура с помощью систем подпитки-продувки (КВА) и борного концентрата (КВС40-60).

При закрытии локализующей арматуры или отказе системы КВА аварийные процедуры требуют ввести в 1 контур не менее 30 м^3 борного концентрата 40 г/дм^3 от системы JND.

Для этого оператор обязан воздействовать на кнопку «Аварийный ввод бора» и проконтролировать (рисунок 2.1.2.11):

– включение насосов аварийного ввода бора;

– открытие арматуры на линиях подачи борного концентрата из баков в холодные петли ГЦТ;

– закрытие арматуры на линии контрольных дренажей и на линии подачи воды в компенсатор давления;

– закрытое состояние арматуры на линии рециркуляции насоса;

– расход через насос – не менее 14,5 м^3/ч;

– снижение уровня в баках системы JND;

– параметры работающих насосов системы.

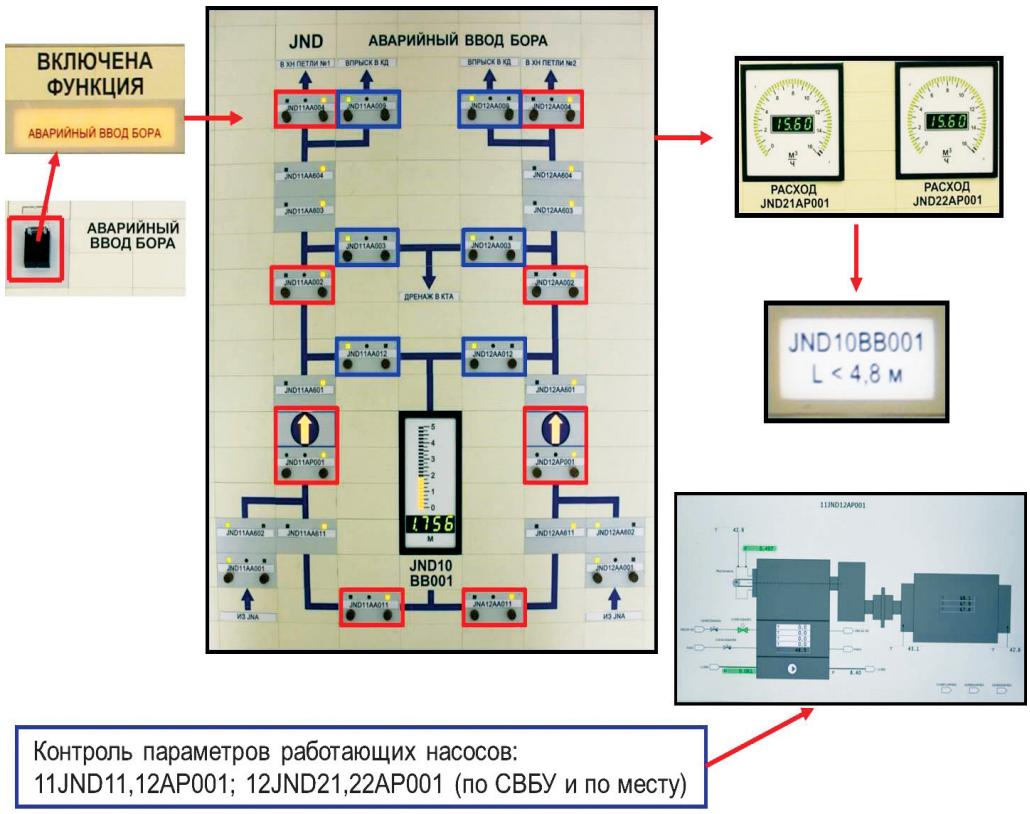


Рисунок 2.1.2.11
Действия оператора БПУ при дистанционном включении в работу системы JND на 1 контур

Функционирование системы JND при запроектных авариях типа ATWS

При запроектных авариях типа ATWS (несрабатывание аварийной защиты реактора в аварийных режимах) система JND выполняет функцию подачи в первый контур борного раствора для перевода реакторной установки в подкритическое состояние.

Исходный быстрый останов реактора (горячий останов) достигается вводом концентрированного раствора бора с концентрацией 40–44,5 г/дм^3 (ФСКУ AA19), а продолжительный холодный останов достигается вводом дополнительного запаса раствора бора с концентрацией 16–20 г/дм^3 из бассейна выдержки (ФСКУ AB13).

Критериями выполнения функции безопасности АА: «Аварийное прекращение реакции деления» являются:

– подача концентрированного раствора борной кислоты в реактор – не менее 30 м^3/ч;

– транспортное время подачи после формирования инициирующего сигнала – не более 100 секунд;

– температура подаваемого раствора – более 20 °С;

– запрет действия команд нормальной эксплуатации и дистанционных команд оператора в течение 10 минут.

Функция контроля и управления (ФСКУ) АА19 инициируется при формировании и совпадении следующих сигналов:

– наличие любого сигнала, требующего аварийной защиты реактора с задержкой по времени 4 с;

– нейтронная мощность реактора более 15 % от величины номинальной нейтронной мощности.

При активации функции АА19 «Аварийный ввод бора при ATWS» оператор обязан проконтролировать (рисунок 2.1.2.12):

– включение насосов JND;

– открытие арматуры на линиях подачи борного концентрата из баков в холодные петли ГЦТ;

– закрытие арматуры на линиях контрольных дренажей и на линиях подачи воды в компенсатор давления;

– закрытое состояние арматуры на линии рециркуляции насоса;

– расход через насос – не менее 14,5 м^3/ч;

– снижение уровня в баках системы JND;

– параметры работающих насосов JND (по СВБУ и по месту).

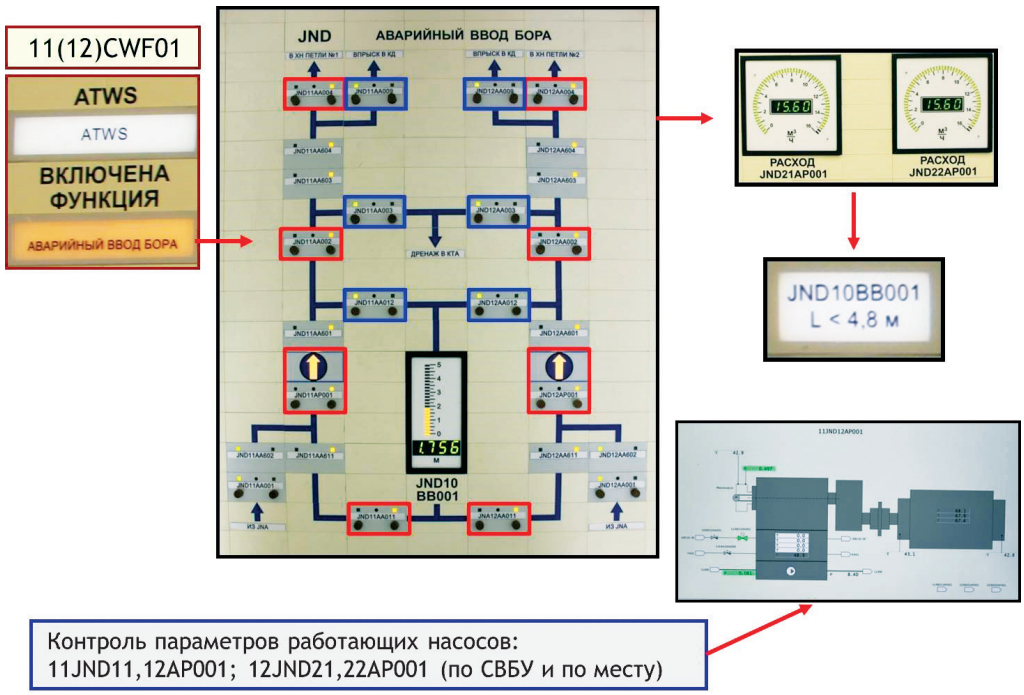


Рисунок 2.1.2.12
Действия оператора БПУ при срабатывании ФСКУ АА19

При уровне в баке менее 0,15 м формируется сигнал на закрытие арматуры из бака и открытие арматуры из трубопровода системы аварийного и планового расхолаживания первого контура (функция АВ13).

Функция АА19 имеет приоритет над функцией CD12: при инициации обеих функций насосы JND будут подавать воду в ГЦТ, а не в КД.

Функционирование системы JND при запроектных авариях с потерей всех источников переменного тока и одновременной течью 1 контура

Не позднее 24 часов с момента начала аварии персонал должен обеспечить:

– включение альтернативного дизель-генератора и восстановление электроснабжения насосов и арматуры первого канала системы аварийного ввода бора;

– введение в действие альтернативного промконтура с воздушной градирней;

– подачу воды альтернативного промконтура на теплообменники системы JNA (первый канал) и на охлаждение сальников насосов 11JND11AP001 и 11JND12AP001 (первый канал);

– подачу воды в холодные нитки ГЦТ с расходом 2 х 14,5 м^3/ч от двух насосов аварийного ввода бора (первый канал) из приямка ЗО с температурой, не превышающей 70 °С.

Дополнительно, при этой аварии персонал обеспечивает подачу воды от одного насоса охлаждения БВ (1 канал) в бассейн выдержки и реактор с расходами, соответственно, 50 м^3/ч и 270 м^3/ч.

Эти действия обеспечивают надежное охлаждение реактора и бассейна выдержки в течение неограниченного времени.

2.1.2.6 Основные проектные решения по реализации функции безопасности «Управление реактивностью»

В таблице 2.1.2.2 приведены основные проектные решения по реализации функции безопасности «Аварийное прекращение реакции деления» и «Обеспечение подкритичности в остановленном состоянии».

Таблица 2.1.2.2
Реализация функции безопасности «Управление реактивностью» в проекте НВАЭС-2

Проектное решение	Действие	Инициация	Режим
Применение уран-гадолиниевых тепловыделяющих элементов	Самоограничение энерговыделений активной зоны за счет отрицательных значений коэффициентов реактивности по удельному объему теплоносителя и температуре топлива, по мощности реактора, суммарного коэффициента реактивности по температуре топлива и температуре теплоносителя во всех критических состояниях, возможных во всем диапазоне изменения параметров реактора при нормальной эксплуатации и при нарушениях нормальной эксплуатации, включая проектные аварии	-	НЭ ННЭ ПА ЗПА

Продолжение таблицы 2.1.2.2

Проектное решение	Действие	Инициация	Режим
Система управления и защиты реактора: – 121 ОР СУЗ скомпонованных в 12 групп – ограничение максимальной эффективности одиночных ОР СУЗ – ограничение скорости ввода положительной реактивности при извлечении группы ОР СУЗ (менее 0,07 $\beta_{эфф}$/с) – температура повторной критичности – менее 100 °С с учетом застревания в крайнем верхнем положении одного наиболее эффективного ОРСУЗ	По сигналу из системы защиты реактора (АЗ-УСБИ) происходит обесточивание электромагнитов ШЭМ и падение ОР СУЗ в активную зону под собственным весом	АА11 АА12 АА13 АА14 АА15 АА16 АА17 АА18	ПА
	При отказе АЗ-УСБИ по сигналу из диверсной системы защит (ДСЗ) происходит обесточивание электромагнитов ШЭМ и падение ОР СУЗ в активную зону под собственным весом	ДСЗ	ЗПА (отказ АЗ-УСБИ)
Система аварийного ввода бора (JND): – двухканальная структура с резервированием каналов 2 х 100 % и резервированием внутри каналов 2 х 50 %	При отказе аварийной защиты (ATWS) по сигналу из УСБТ система подает концентрированный раствор борной кислоты (40 г/дм^3) в активную зону реактора.	АА19	ЗПА (отказ АЗ)
	При отказе системы КВА / КВС40-60 или при закрытии локализующей арматуры оператор вводит в 1 контур не менее 30 м^3 борного концентрата 40 г/дм^3 от системы JND	оператор	ПА
	Переключение на подачу борного раствора 16 г/дм^3 из БВ после снижения уровня в баке системы менее 0,15 м	АВ13	ПА ЗПА
Система продувки-подпитки 1 контура (КВА) и система борного концентрата (КВС40-60)	После срабатывания аварийной защиты реактора, по сигналу из СКУ НЭ, системы обеспечивают подачу в 1 контур концентрированного раствора борной кислоты (40 г/дм^3)	СКУ НЭ	ПА
Система КВА	Закрытие с запретом открытия арматуры на трубопроводах подачи чистого конденсата в систему подпитки первого контура после срабатывания АЗ	АВ11	ПА

Продолжение таблицы 2.1.2.2

Проектное решение	Действие	Инициация	Режим
Ограничение ввода положительной реактивности при неуправляемом расхолаживании РУ через 2 контур	При течах паропровода или питательного трубопровода в неотключаемой от парогенератора части по сигналу из УСБТ – локализация аварийного ПГ по питательной воде для его выпаривания и прекращения неуправляемого расхолаживания РУ	АВ12	ПА
Использование запаса борированной воды (16 г/дм^3) в БВ и ГЕ 1 и 2 ступеней для компенсации течей 1 контура	По сигналам течи 1 контура (аварии типа LOCA) насосы системы JNA подают в 1 контур борированную воду (16 г/дм^3). В случае срабатывания пассивным образом гидроемкостей 1 или 2 ступеней – в реактор также подается борированная вода с концентрацией 16 г/дм^3	–	ПА ЗПА

2.1.3 СИСТЕМА АВАРИЙНОГО И ПЛАНОВОГО РАСХОЛАЖИВАНИЯ ПЕРВОГО КОНТУРА И ОХЛАЖДЕНИЯ БАССЕЙНА ВЫДЕРЖКИ (JNA)

2.1.3.1 Назначение и устройство системы планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки

Система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки (JNA) предназначена для:

• расхолаживания реакторной установки до 70 °С после останова реактора, когда отвод тепла через парогенераторы становится малоэффективным ($P_{1К}$ < 2,1 МПа, $T_{1К}$ < 150 °С) во всех режимах работы блока (плановое, ремонтное, аварийное расхолаживание);

• отвода остаточного тепла от топлива в реакторе к системе промконтура ответственных потребителей КАА во всех режимах работы блока, предусматривающих работу системы JNA;

• отвода остаточного тепла от топлива в бассейне выдержки во всех режимах работы блока (как резерв для системы FAK10-20);

• сохранение запаса теплоносителя в реакторе во время «большой течи»;

• аварийной подпитки первого контура в режиме «малых течей».

Схема системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки изображена на рисунке 2.1.3.1.

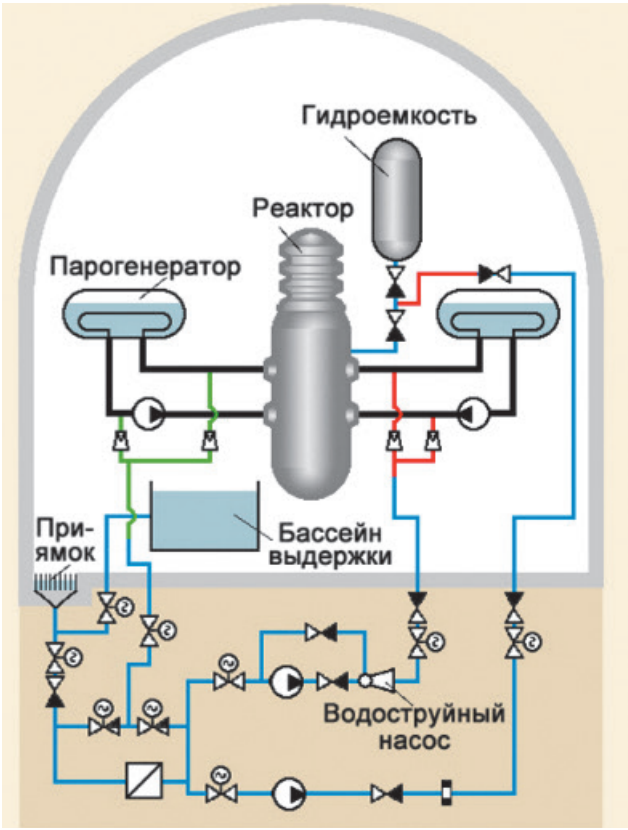


Рисунок 2.1.3.1
Система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки

Система аварийного и планового расхолаживания и охлаждения бассейна выдержки (JNA) состоит из двух идентичных по входящему в них оборудованию и полностью независимых один от другого каналов.

В состав каждого канала входят:

• теплообменник аварийного и планового расхолаживания JNA10(20);

• насосы аварийного расхолаживания JNA11, 21(12, 22);

• насос водоструйный основной JNA12(22)BN;

• фильтрующее устройство JNA01AT001(002);

• обратные клапаны, предохранительные клапаны, запорная и регулирующая арматура;

• трубопроводы.

Напорные трубопроводы насосных агрегатов JNA11, 21 состоят из двух ниток Ду 300. Одна нитка присоединена между обратными клапанами сливной линии системы гидроемкостей первой ступени, подающими раствор борной кислоты в сборную камеру реактора. Другая нитка присоединена между обратными клапанами сливной линии системы гидроемкостей первой ступени, подающими раствор борной кислоты в напорную камеру реактора.

В режиме планового расхолаживания первого контура всас насоса JNA11 подключен к «горячей» **нитке 2 петли ГЦК**, а подача осуществляется под активную зону реактора (в напорную камеру реактора). В режиме ремонтного расхолаживания первого контура всас насоса JNA11, 21 подключен к «холодной» нитке второй петли ГЦК, а подача осуществляется над активную зону реактора (в сборную камеру ректора). Подключение трубопроводов всаса к «горячий» и «холодной» нитке 2 петли ГЦК выполнено через ограничители течи.

В режиме планового расхолаживания первого контура всас насоса JNA21 подключен к «горячей» **нитке 4 петли ГЦК**, а подача осуществляется под активную зону реактора (в напорную камеру реактора). В режиме ремонтного расхолаживания первого контура всас насоса JNA21 подключен из «холодной» нитки 4 петли ГЦК, а подача осуществляется в сборную камеру над активной зоной реактора. Подключение трубопроводов всаса к «горячий» и «холодной» нитке 4 петли ГЦК выполнено через ограничители течи.

Напорные трубопроводы насосного агрегата JNA12 состоят из двух ниток Ду 300, присоединенных к «холодной» и «горячей» **нитке 1 петли** ГЦК через ограничители течи.

Напорные трубопроводы насосного агрегата JNA22 состоят из двух ниток Ду 300, присоединенных к «холодной» и «горячей» **нитке 3 петли** ГЦК через ограничители течи.

Любой из насосных агрегатов первого и второго каналов системы JNA может работать по контуру охлаждения бассейна выдержки.

Трубопроводы планового расхолаживания системы JNA, присоединенные к «холодной» и «горячей» ниткам главного циркуляционного контура, отклю-

чаются от него двумя последовательно расположенными запорными арматурами с дренажем между ними.

Для защиты первого контура от превышения давления в режиме расхолаживания, а также для защиты всасывающих трубопроводов и оборудования системы JNA от превышения давления сверх допустимого на общем для двух каналов коллекторе планового расхолаживания установлено два предохранительных клапана. Пропускная способность каждого из предохранительных клапанов определена из условий включения двух насосов системы продувки-подпитки и насоса аварийного и планового расхолаживания высокого давления максимальной суммарной производительностью не менее 400 м^3/ч, давление открытия равным 2,2 МПа.

На напорной линии насосов JNA11, 21(12, 22) установлена запорная арматура и обратные клапаны. При работе блока на мощности напорный трубопровод отключен от трубопроводов первого контура запорной арматурой и двумя последовательно установленными обратными клапанами, между запорной арматурой и обратным клапаном предусмотрен дренаж для отвода протечек обратных клапанов. Для обеспечения требуемого расхода в режиме ремонтного расхолаживания на напорном трубопроводе насосов JNA11, 21 предусмотрены дроссельные шайбы.

В качестве аварийного запаса борного раствора с концентрацией от 16 до 20 г/дм^3 используется избыточный объем бассейна выдержки равный 750 м^3 сверх нормального уровня, требуемого для хранения отработанного топлива. При аварийном расхолаживании с разуплотнением первого контура подача воды в реактор в начальный период осуществляется из бассейна выдержки с дальнейшим переходом на работу из приямков защитной оболочки.

Трубопроводы за теплообменниками JNA10, 20 являются коллекторами, объединяющими всасывающие трубопроводы насосов аварийного и планового расхолаживания первого контура JNA11 (12), JNA21 (22) и насосов аварийного ввода бора JND11, 21(12, 22). Линии рециркуляции насосов заведены в трубопровод перед теплообменником. Для обеспечения работы насосных агрегатов JNA11 (12), JNA21 (22) в рабочем диапазоне давлений при работе по линии рециркуляции установлены дроссельные шайбы.

Отвод тепла от теплообменников аварийного и планового расхолаживания обеспечивает система промконтура ответственных потребителей KAA. Тепло от промконтура отводится системой охлаждающей воды ответственных потребителей PE.

Отвод тепла от реакторной установки в аварийных режимах осуществляется по цепочке: система аварийного и планового расхолаживания и охлаждения бассейна выдержки JNA → система промконтура ответственных потребителей KAA → система охлаждающей воды ответственных потребителей PE → брызгальный бассейн.

При обесточивании блока электроснабжение каждого канала осуществляется от дизель-генераторной установки соответствующего канала системы аварийного электроснабжения потребителей второй группы.

Технические характеристики оборудования системы JNA приведены в таблице 2.1.3.1.

Таблица 2.1.3.1
Технические характеристики оборудования системы JNA

Наименование	Количество	Основные технические характеристики оборудования
Теплообменник аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки	2	Расчетное давление по охлаждающей стороне (изб.) – 1,0 МПа. Расчетное давление по охлаждаемой стороне (изб.) – 2,1 МПа. Расход по охлаждающей стороне – 2500 м^3/ч. Расход по охлаждаемой стороне – до 1800 м^3/ч. Среда по охлаждающей стороне – обессоленная вода промконтура KAA. Среда по охлаждаемой стороне – теплоноситель 1 контура
Насос аварийного расхолаживания (ВД)	2	Тип – АЦН 230-65А. Расход в рабочей точке – 230 м^3/ч. Напор в рабочей точке – 740 м. Давление на входе – не более 2,1 МПа. Температура перекачиваемой борированной воды – от 13 °С до 130 °С.
Насос водоструйный основной	2	Подача – от 230 м^3/ч до 900 м^3/ч.
Насос аварийного расхолаживания (НД)	2	Тип – АЦН-800-15А. Расход в рабочей точке – 800 м^3/ч. Напор в рабочей точке – 160 м. Давление на входе – не более 2,16 МПа. Температура на входе – не более 50 °С.

Система JNA совмещает функции защитной, локализующей системы безопасности и функции системы нормальной эксплуатации; в соответствии с проектом все ее элементы относятся ко второму классу безопасности.

Теплообменники JNA10, 20 представляют собой разборные пластинчатые конструкции, где тепло передается от одной среды в другую через тонкие металлические пластины, спрессованные в специальную модель (рисунок 2.1.3.2а-б).

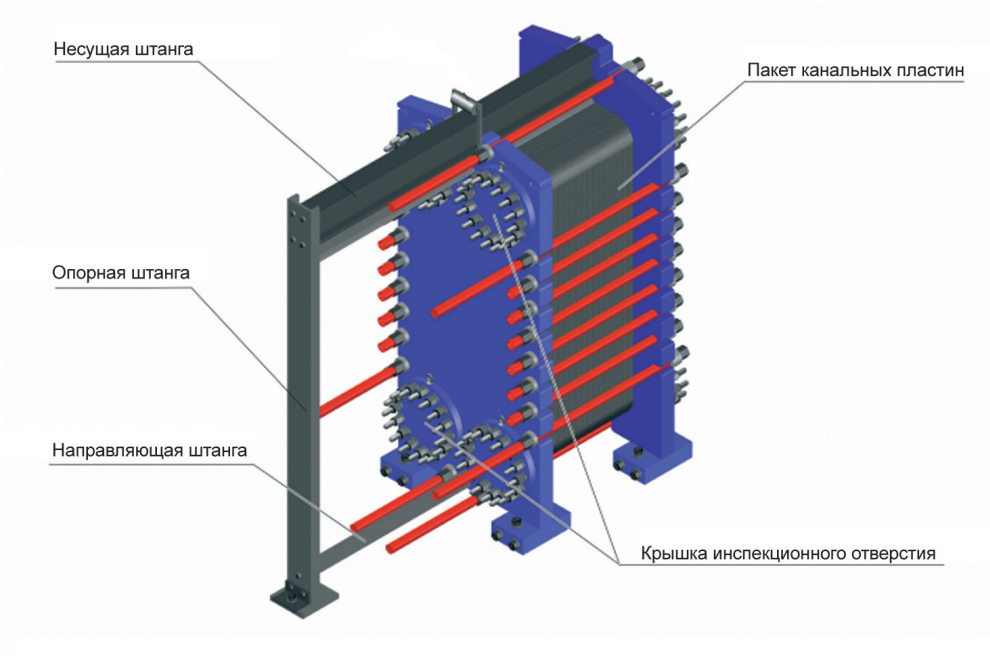


Рисунок 2.1.3.2а
Общий вид теплообменника аварийного и планового расхолаживания с указанием основных элементов

Тепло от теплоносителя 1 контура (воды БВ) передается через канальные пластины теплообменника среде промконтура. Направление движения сред организовано в противоположных направлениях. Две среды разделены кольцевыми и общим уплотнениями. Для предупреждения смешения сред в угловых частях уплотнения, где общая и кольцевые прокладки расположены рядом друг с другом, соединения имеют пазы, соединенные с атмосферой. Утечка среды через любую прокладку, таким образом, происходит через эти пазы.

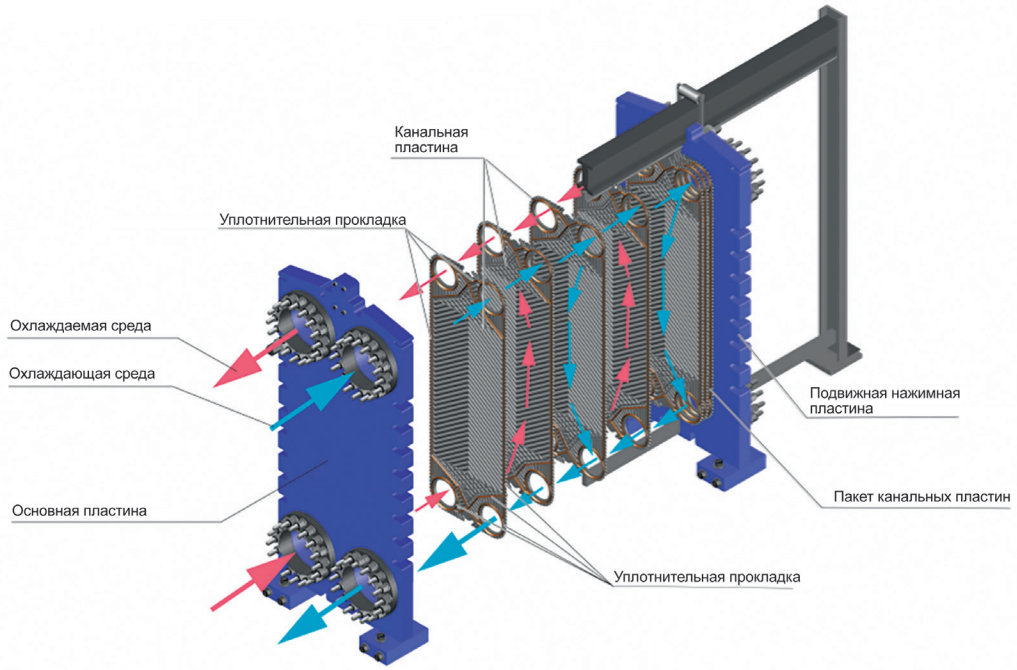
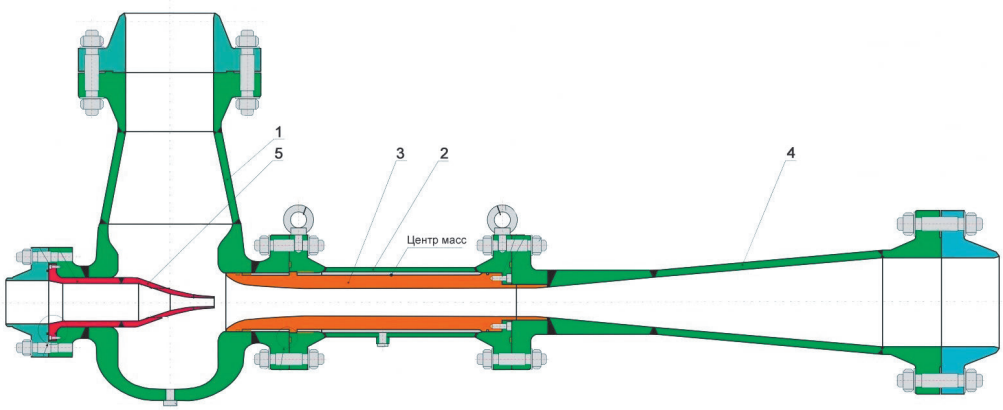


Рисунок 2.1.3.2б
Схема движения теплоносителя и конструкция теплообменника аварийного и планового расхолаживания

В качестве насосного агрегата высокого давления в системе применен насос-эжектор. Агрегат представляет собой комбинацию насоса высокого давления 11JNA12AP001 (12JNA22AP001) типа АЦН 230-65А и установленного на его напорном трубопроводе водоструйного насоса (эжектора).

Рабочим потоком является поток рабочей среды, создаваемый центробежным насосом высокого давления. Рабочий поток выходит из сопла в приемную камеру струйного аппарата и увлекает среду, имеющую перед аппаратом более низкое давление и называемую эжектируемой. Увлеченный поток называется инжектируемым. В струйном аппарате происходит преобразование потенциальной энергии рабочего потока в кинетическую. Кинетическая энергия рабочего потока частично передается эжектируемому потоку. При протекании по струйному аппарату происходит выравнивание скоростей смешиваемых потоков и обратное преобразование кинетической энергии смешанного потока в потенциальную.

Конструкция водоструйного насоса показана на рисунке 2.1.3.3.



1– камера всасывания
2 – труба сопла
3 – уплотнительное кольцо горловины
4 – диффузор
5 – сопло

Рисунок 2.1.3.3 Конструкция водоструйного насоса.

Рабочее сопло служит для преобразования потенциальной энергии давления в кинетическую энергию рабочего потока и создания определенной завихренности в струе. Приемная камера служит для подвода эжектируемого потока к струе рабочей среды. Потоки рабочей и эжектируемой сред поступают в камеру смешения, где происходит выравнивание скоростей, сопровождающееся повышением давления. Из камеры смешения поток поступает в диффузор, где происходит дальнейший рост давления. Давление смешанного потока на выходе из диффузора выше давления смешанного потока, поступающего в приемную камеру.

Расходно-напорная характеристика водоструйного насоса JNA12 показана на рисунке 2.1.3.4.

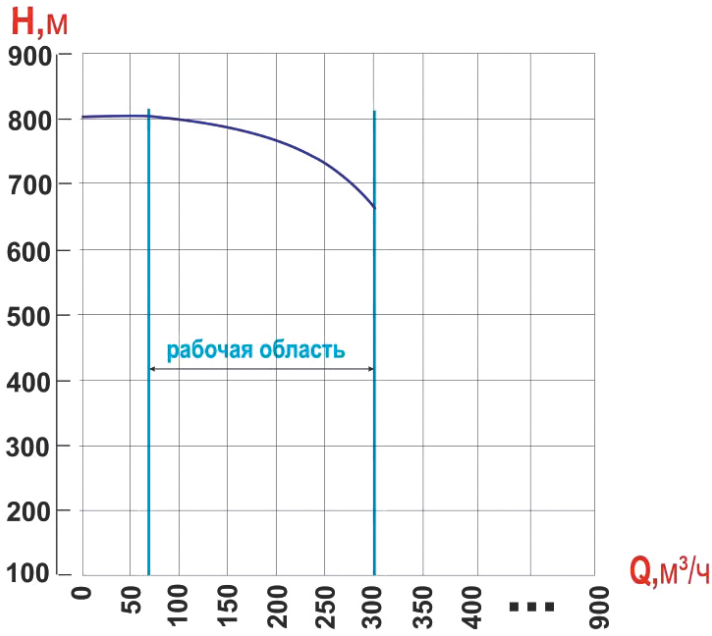


Рисунок 2.1.3.4
Расходно-напорная характеристика водоструйного насоса JNA12

При противодавлении от 1,6 до 8 МПа насос-эжектор работает как сопротивление на напоре насоса JNA12, 22. При противодавлении не ниже 1,5 МПа осуществляется подсос эжектируемой среды при работе из бассейна выдержки, при противодавлении не ниже 1,35 МПа – при работе из приямка.

Технические характеристики оборудования насоса-эжектора приведены в таблице 2.1.3.2.

Таблица 2.1.3.2
Технические характеристики оборудования насоса-эжектора

Параметр	Значение
Давление на входе в насос-эжектор	до 10,1 МПа
Давление на входе в патрубок эжектируемой среды	до 2,1 МПа
Температура перекачиваемой среды	от 14 °С до 100 °С

Насос АЦН 230-65А представляет собой (рисунок 2.1.3.5а-б) картриджную конструкцию, состоящую из наружного корпуса, в который вставляется вы-

емная часть, сформированная из корпуса внутреннего и присоединенных к нему корпусов уплотнений с уплотнениями и кронштейнов с подшипниками качения. Уплотнения по разъемам корпуса наружного и выемной части – резиновые кольца из термостойкой резины. Шнек предназначен для обеспечения кавитационного запаса. Поршень насоса предназначен для компенсации осевой силы, действующей на упорный подшипник. Дроссельное устройство предназначено для обеспечения требуемого давления за поршнем в камере разгрузки.

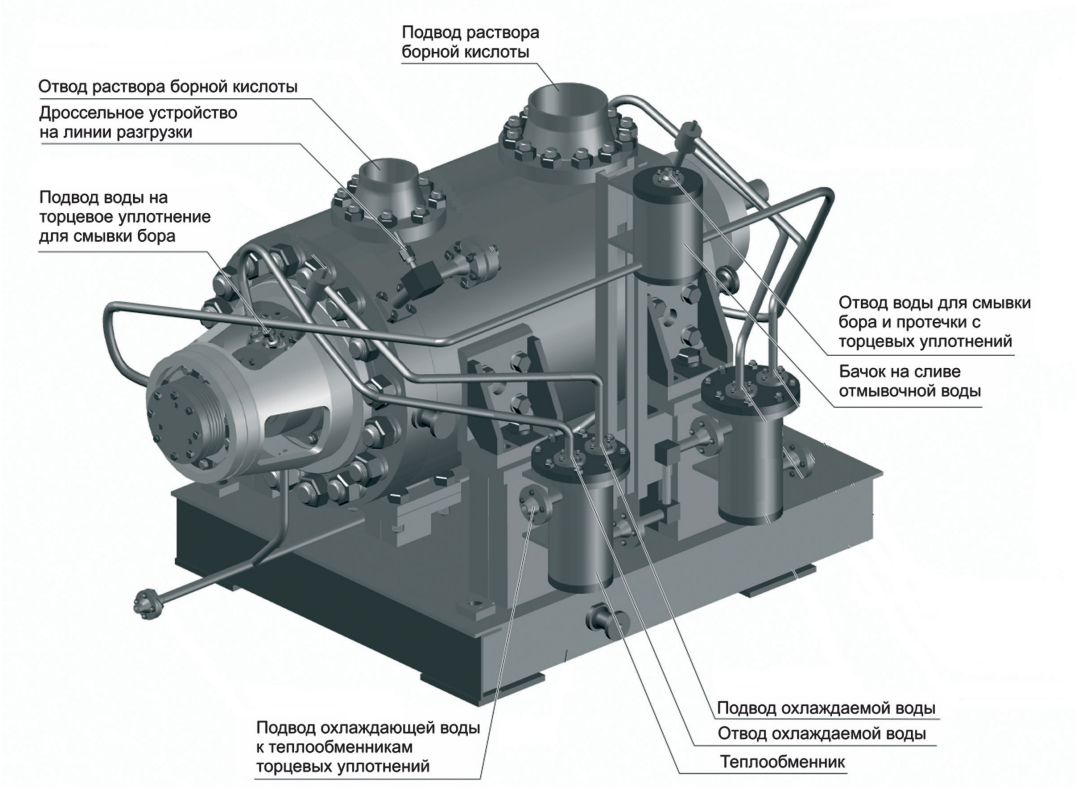


Рисунок 2.1.3.5а
Насос АЦН 230-65А

Выносные теплообменники предназначены для охлаждения перекачиваемой среды, обеспечивающей работу торцовых уплотнений. Объем бачка на сливе отмывочной воды выбирается из расчета обеспечения восьмичасового цикла работы сальникового уплотнения в смоченном состоянии и составляет не менее 3,7 л.

Цилиндрический роликоподшипник со стороны всаса воспринимает радиальную нагрузку.

Сферический шарикоподшипник с четырехточечным контактом со стороны напора воспринимает радиальную нагрузку и остаточное осевое усилие от гидравлической силы, воздействующей на проточную часть насоса.

Концевые уплотнения – торцового типа с парой трения из силицированного графита СГ П 0,5.

Внутренний корпус состоит из комплекта секций, соединенных между собой шпильками, ротора, крышки напорной и камеры подводящей. В секциях установлены направляющие аппараты, зафиксированные от проворота специальными стопорами. Уплотнение стыков секций осуществляется за счет металлического контакта, дополнительно в этих разъемах установлены резиновые кольца из термостойкой резины.

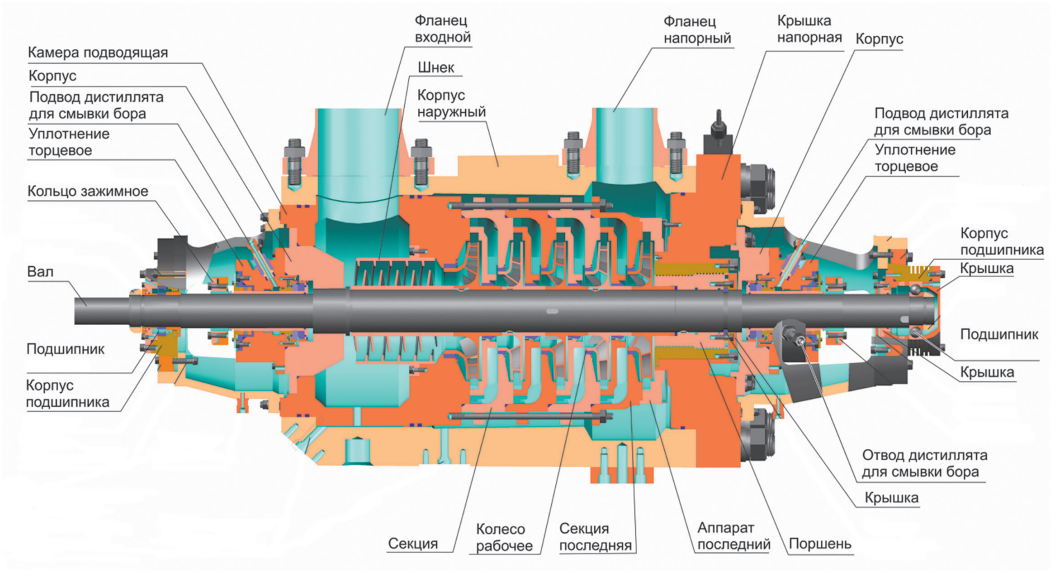


Рисунок 2.1.3.5б
Конструкция насоса АЦН 230-65А

В диски секций запрессованы кольца передних щелевых уплотнений рабочих колес, кольца задних уплотнений рабочих колес запрессованы в диски направляющих аппаратов.

Рабочие колеса устанавливаются на кованый вал. Рабочее колесо первой ступени имеет расширенный вход. Все остальные колеса имеют одинаковую проточную часть.

Для обеспечения направленного теплового расширения насоса в нижней части корпуса наружного выполнены фиксирующий штырь и направляющая шпонки.

В качестве насоса низкого давления в системе 1 JNA применен насосный агрегат JNA11, 21 типа АЦН 800-15А. Конструкция насосного агрегата аналогична конструкции АЦН 230-65А.

Фильтрующее устройство по условиям размещения в приямке защитной оболочки конструктивно состоит из двух одинаковых блоков фильтрующего модуля (БФМ). БФМ состоит из коллектора, на лицевой поверхности которого в два этажа смонтированы четыре фильтрующих модуля (ФМ).

Оборудование 1 и 2 канала (насосные агрегаты JNA11 (21), JNA12 (22), пластинчатые теплообменники JNA10 (20)) расположено в разных физически разделенных помещениях.

ФУ устанавливается в приямке плиты защитной оболочки на всасе аварийных насосных агрегатов.

2.1.3.2 Работа системы в режимах нормальной эксплуатации

Режим работы блока на мощности

При выводе в ремонт системы охлаждения бассейна выдержки FAK10-20 отвод тепла от топлива, расположенного в бассейне выдержки, в режиме нормальной эксплуатации в качестве резерва осуществляется системой JNA.

При работоспособном состоянии системы FAK10-20 система JNA находится в режиме «ожидания». Для отвода тепла от электродвигателя используется система охлаждающей воды PE, а для торцевых уплотнений используется вода промконтура KAA. Для отмывки бора с торцевых уплотнений насоса используется дистиллят.

Для поддержания системы в работоспособном состоянии проводятся периодические опробования и испытания в соответствии с технологическим регламентом.

Режим планового и ремонтного расхолаживания

В режиме планового расхолаживания блока до снижения температуры в первом контуре до 150 °С и давления 1,96 МПа расхолаживание реакторной установки производится сбросом пара в конденсаторы турбины через БРУ-К. Расхолаживание первого контура при температуре ниже 150 °С осуществляется с помощью системы аварийного и планового расхолаживания JNA. При этом отбор теплоносителя первого контура осуществляется из «горячей» части петли № 2 или № 4 ГЦК и по трубопроводу Ду 300 через теплообменники JNA10, 20 поступает на всас насосов аварийного и планового расхолаживания первого контура JNA11, 21 (JNA12, 22), обеспечивающих циркуляцию теплоносителя по контуру планового расхолаживания. Охлажденный теплоноситель возвращается по одному из каналов JNA в «холодные» части соответствующих петель (№ 1 или № 3) или трубопроводы, соединяющие емкости САОЗ с нижней камерой реактора (под активную зону). Мощность, отводимая системой JNA в режиме ремонтного расхолаживания, – не менее 15,46 МВт.

Трубопроводы отбора теплоносителя из петель № 2 и № 4, предназначенные для расхолаживания, имеют общий коллектор для двух каналов. Одновременно может быть подключено не более двух насосов в одном или разных каналах системы.

Для защиты первого контура в стояночном режиме и режиме расхолаживания, а также оборудования системы JNA от превышения давления, на общем для двух каналов коллекторе планового расхолаживания установлено два предохранительных клапана JNA13.

Режим перегрузки топлива

При полной выгрузке активной зоны в бассейн выдержки температура борного раствора (до 45 °С) обеспечивается совместной работой одного канала системы FAK10-20 и одного канала системы 1 JNA.

В режиме обесточивания после запуска дизель-генераторов по программе ступенчатого пуска насосы автоматически включаются в работу по линии рециркуляции.

2.1.3.3 Функционирование системы при проектных авариях

При авариях с большой течью (разрыв трубопровода диаметром более 100 мм, включая разрыв главного циркуляционного трубопровода Ду 850) на начальном этапе охлаждение активной зоны и сохранение необходимого запаса теплоносителя в реакторе обеспечивается за счет залива активной зоны раствором борной кислоты при срабатывании гидроемкостей I и II ступеней. На следующем этапе отвод тепла от активной зоны и поддержание необходимого запаса теплоносителя в реакторе осуществляется за счет работы насосов аварийного и планового расхолаживания первого контура, которые запускаются автоматически по технологическим защитам при достижении параметрами технологического процесса значений, характеризующих течь первого контура.

В первоначальный момент аварии на всас насосов системы JNA поступает раствор борной кислоты из бассейна выдержки.

При снижении уровня в бассейне выдержки менее 14,83 м на всас насосов поступает раствор борной кислоты только из приямка контайнмента.

После переключения с бассейна выдержки на приямок непрерывный отвод остаточных тепловыделений осуществляется по замкнутому контуру (приямок контайнмента → теплообменник аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки → насос аварийного и планового расхолаживания первого контура → ГЦК → приямок). Отвод тепла от теплообменников системы JNA осуществляется системой промконтура ответственных потребителей здания KAA.

При авариях с течью теплоносителя первого контура, в диапазоне значений давления от 7,9 до 2,1 МПа, подача борного раствора осуществляется насосами JNA12, 22. При снижении давления ниже 2,5 МПа подключается насос JNA11, 21, а расход от агрегата JNA12, 22 увеличивается за счет подсоса среды в камеру смешения насоса-эжектора.

При «малых течах» (Ду 25-80) давление в первом контуре поддерживается в диапазоне от 7,9 МПа до 5,5 МПа за счет работы насоса JNA12,22. Для дальнейшего снижения давления в первом контуре может быть использована линия расхолаживания бассейна выдержки. Часть среды с линии подачи насоса JNA11, 21 перепускается по линии рециркуляции, подпитка первого контура временно (до достижения давления в первом контуре менее

2,2 МПа, при котором начинается подача от насосов низкого давления) прекращается. После снижения давления менее 1,96 МПа для расхолаживания необходимо подключение одного из каналов JNA к первому контуру с предварительным отключением трубопроводов всаса от бассейна выдержки и приямка. В другом канале системы арматура на линии расхолаживания бассейна выдержки должна оставаться в открытом положении для избежания роста давления в первом контуре.

В каждом канале системы предусмотрена линия для подпитки бассейна выдержки в аварийном режиме, при невозможности подпитать его по принятой для нормальной эксплуатации схеме. Отвод тепла от бассейна выдержки при этом осуществляется за счет испарения среды.

2.1.3.4 Функционирование системы при запроектных авариях

При запроектной аварии с отказом насосов системы FAK10-20 подача борного раствора к спринклерным коллекторам осуществляется от насосов JNA11, 21.

Для охлаждения теплообменника ловушки УЛР при тяжелых запроектных авариях, используется раствор борной кислоты из приямка через электроприводную арматуру JKM10.

2.1.4 СИСТЕМА ГИДРОЕМКОСТЕЙ ПЕРВОЙ СТУПЕНИ JNG50-80 (ГЕ САОЗ)

Гидроемкости первой и второй ступени составляют пассивную часть системы аварийного охлаждения активной зоны реактора (рисунок 2.1.4.1).

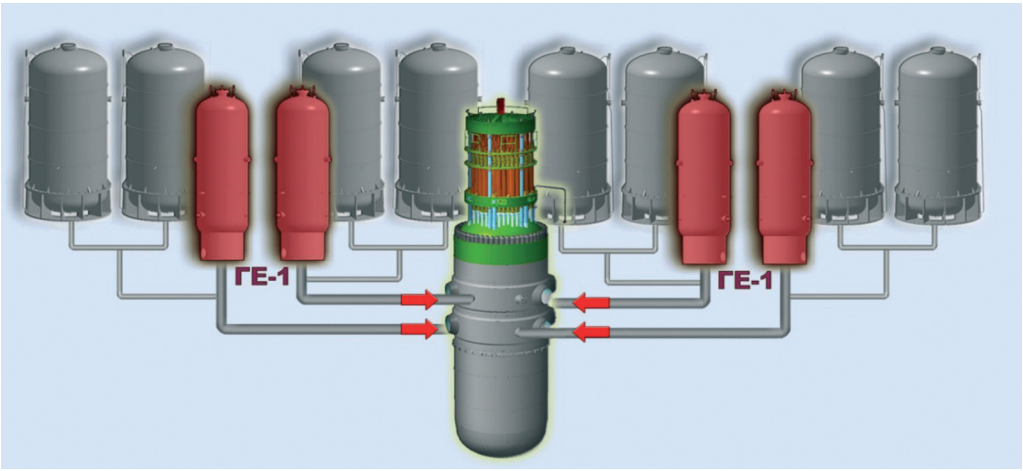


Рисунок 2.1.4.1
Принципиальная схема пассивной части САОЗ

Запаса воды в гидроемкостях 1 и 2 ступеней достаточно, с учетом принципа единичного отказа, для повторного залива активной зоны реактора и съема остаточных тепловыделений в течение не менее 24 часов при течи теплоносителя 1 контура эквивалентным диаметром Ду 850 мм и отказе активной части САОЗ.

2.1.4.1 Назначение и структура системы ГЕ 1 ступени

Система гидроемкостей первой ступени предназначена для подачи в реактор раствора борной кислоты с концентрацией не менее 16 г/дм^3 и температурой не менее 20 °С при давлении в первом контуре менее 5,9 МПа в количестве, достаточном для охлаждения активной зоны реактора до подключения низконапорной части системы аварийного и планового расхола-

живания и охлаждения бассейна выдержки и/или системы гидроемкостей 2 ступени в режимах проектных и запроектных аварий с потерей теплоносителя 1 контура.

В каждой емкости находится запас раствора борной кислоты (16 г/дм^3) объемом 50 м^3 под давлением 5,9 МПа, которое создается азотной подушкой.

Гидроемкости САОЗ должны срабатывать пассивным образом и своевременно отсекаться от реактора при исчерпании запаса раствора борной кислоты.

Система состоит из четырех идентичных и полностью независимых друг от друга каналов. Два канала обеспечивают подачу раствора борной кислоты в напорную камеру реактора (под активную зону); два канала – в сборную камеру реактора (сверху активной зоны) рисунок 2.1.4.2.

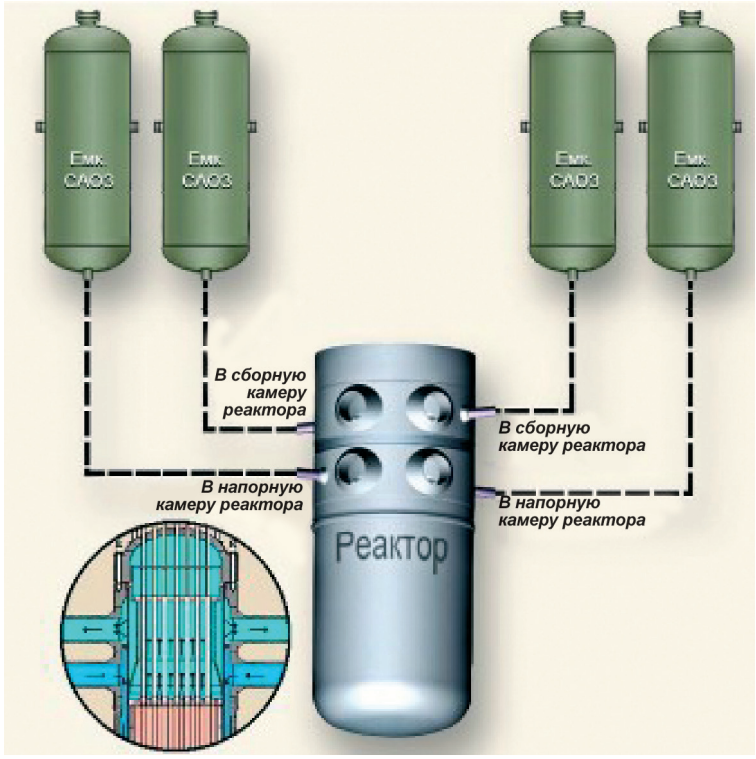


Рисунок 2.1.4.2
Схема подключения ГЕ САОЗ к реактору

Предусмотрено попарное разделение каналов ГЕ САОЗ в пространстве (рисунок 2.1.4.3) и надежное их закрепление для исключения отказов по общей причине.

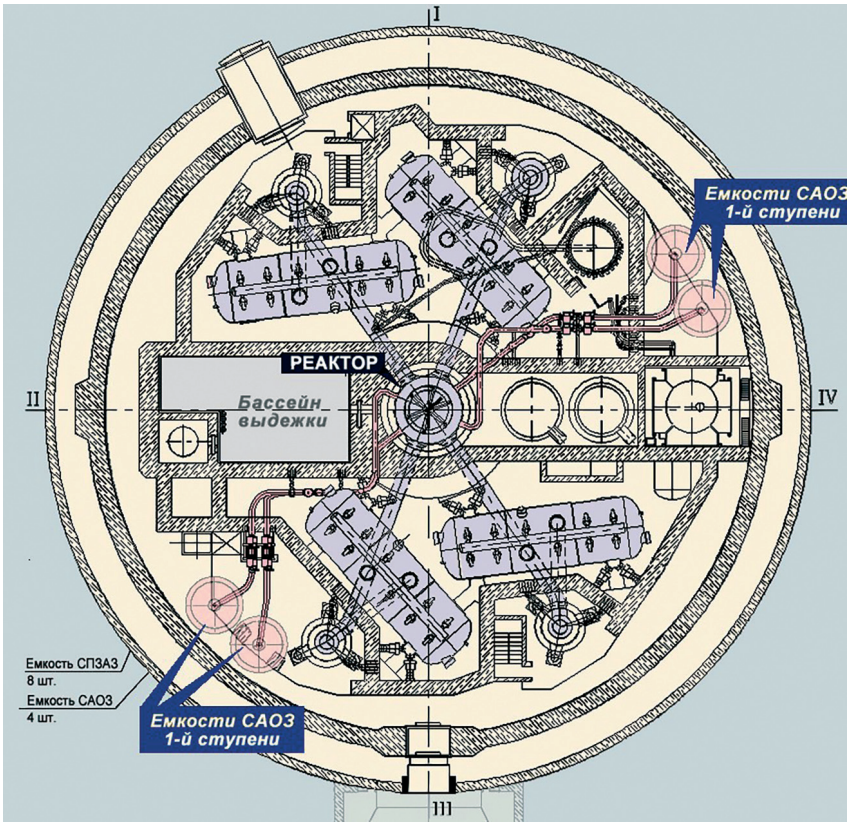
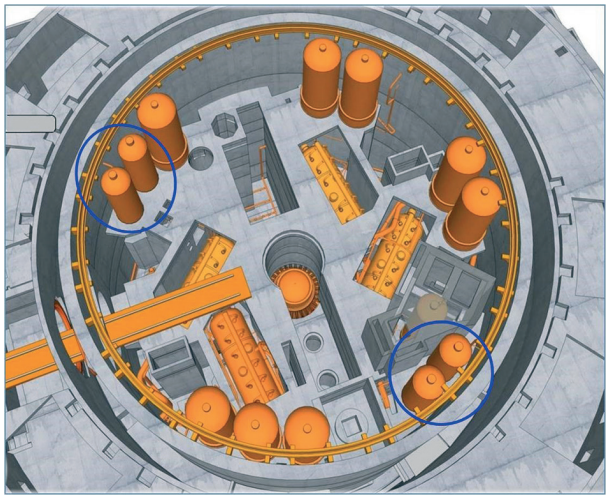


Рисунок 2.1.4.3
Попарное разделение в пространстве каналов пассивной части САОЗ

Система спроектирована с учетом принципа единичного отказа и с консервативным допущением, что часть борного раствора от сработавших ГЕ САОЗ поступает в течь, минуя активную зону реактора.

2.1.4.2 Технологическая схема системы

Каждый канал системы включает в себя емкость САОЗ, арматуру и трубопроводы, размещенные внутри защитной оболочки. Все гидроемкости САОЗ расположены на одной высоте – в центральном зале на отметке +26,3 м (рисунок 2.1.4.4).



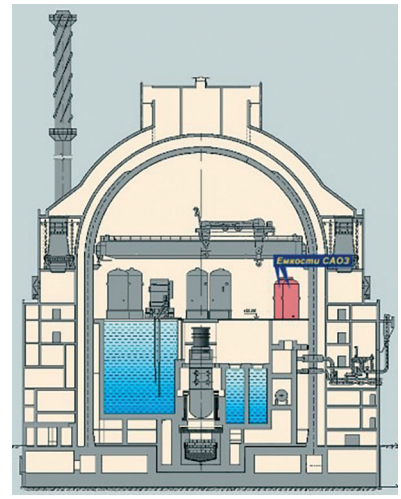


Рисунок 2.1.4.4
Расположение ГЕ САОЗ в контайнменте

Емкость соединена с реактором трубопроводом САОЗ (Ду 300). Трубопровод САОЗ приварен к патрубку САОЗ на корпусе реактора (рисунок 2.1.4.5).

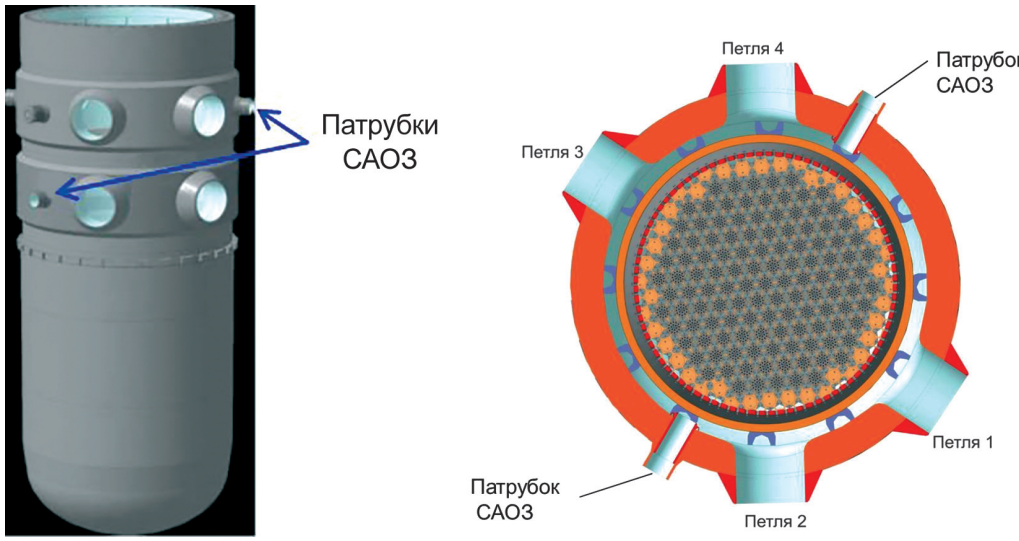


Рисунок 2.1.4.5
Расположение патрубков САОЗ на корпусе реактора

На патрубке установлена тепловая рубашка для защиты от резких перепадов температуры при поступлении воды из емкости в реактор.

Упрощенная схема одного канала системы приведена на рисунке 2.1.4.6.

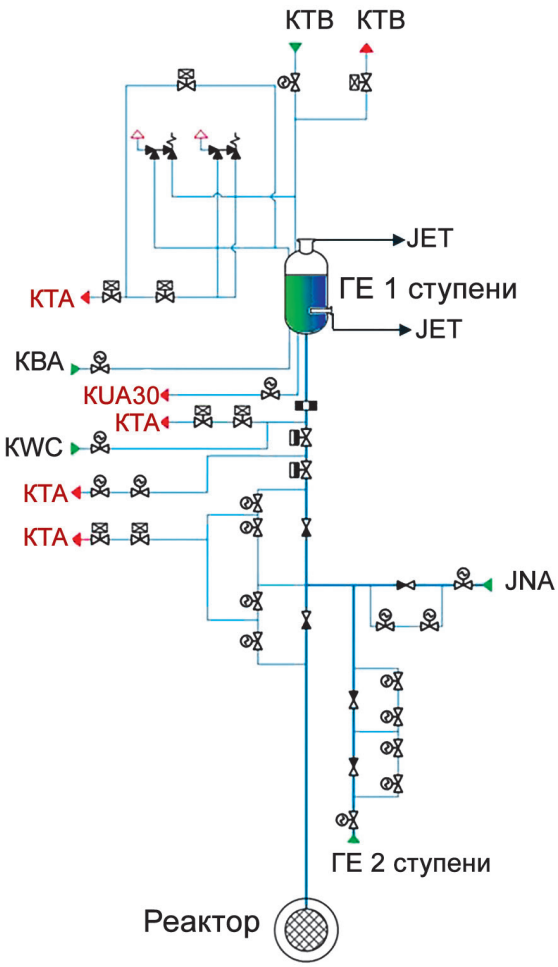


Рисунок 2.1.4.6
Схема канала системы ГЕ 1 ступени

На соединительном трубопроводе «ГЕ САОЗ – реактор» последовательно установлены дроссельное устройство, две быстродействующие запорные задвижки (БЗЗ) и два обратных клапана.

Установка быстродействующих запорных задвижек обусловлена тем, что при опорожнении емкости САОЗ во время аварии необходимо быстро отсечь поток борного раствора и не допустить попадания азота в реактор. В процессе нормальной эксплуатации быстродействующие запорные задвижки открыты.

Обратные клапаны предназначены для отсечения емкости от реактора в процессе нормальной эксплуатации РУ. Трубопроводы САО3 до второго обратного клапана, считая от емкости САО3, контактируют с раствором борной кислоты емкостей САО3, а за обратным клапаном – с теплоносителем первого контура.

Гидроемкости САО3 срабатывают на реактор пассивным образом при возникновении положительного перепада давления на обратном клапане (более 0,03 МПа) и своевременно отсекаются от реактора при низком уровне в ГЕ путем закрытия Б33 за время менее 10 секунд.

На трубопроводе Ду 300 между быстродействующими задвижками имеется дренажная линия Ду 20, которая служит для отвода возможных протечек через закрытые Б33 (при отключенной ГЕ от реактора) в систему дренажей и организованных протечек (КТА).

Для организации разогрева трубопроводов и проверки плотности обратных клапанов предусмотрены байпасные линии параллельно обратным клапанам. На каждой байпасной линии установлена сильфонная запорная арматура Ду 15 с электроприводом (по две на каждый байпас). Во время работы РУ на мощности эта арматура закрыта.

Между обратными клапанами имеется общая врезка от низконапорной части системы JNA (аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки) и гидроемкостей 2 ступени (JNG10-40). Данное решение позволяет снизить количество врезок в корпус реактора.

Система ГЕ САО3 имеет связи со следующими технологическими системами:

– системой продувки-подпитки первого контура (КВА), которая обеспечивает подачу раствора борной кислоты в гидроемкости;

– системой дренажей и организованных протечек радиоактивных сред (КТА), которая обеспечивает дренирование ГЕ и отвод протечек через закрытые Б33 и арматуру на линиях байпасов ОК ;

– системой газовых сдувок из оборудования РО (КТВ), которая обеспечивает:

✓ воздухоудаление при заполнении ГЕ САО3;

✓ подачу азота в ГЕ САО3 давлением 5,9 МПа от системы азота высокого давления KRA21;

– системой отбора проб из оборудования РО (KUA30);

– системой гидроиспытаний и продувки датчиков КИП боросодержащей водой (KWC);

– системой контроля протечек разъемов первого контура (JET).

2.1.4.3 Краткое описание оборудования

Емкость САОЗ представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с эллиптическими днищами, установленный на цилиндрической опоре (рисунок 2.1.4.7).

Цилиндрическая опора, в свою очередь, установлена на закладное кольцо, заделанное в бетон с помощью анкеров.

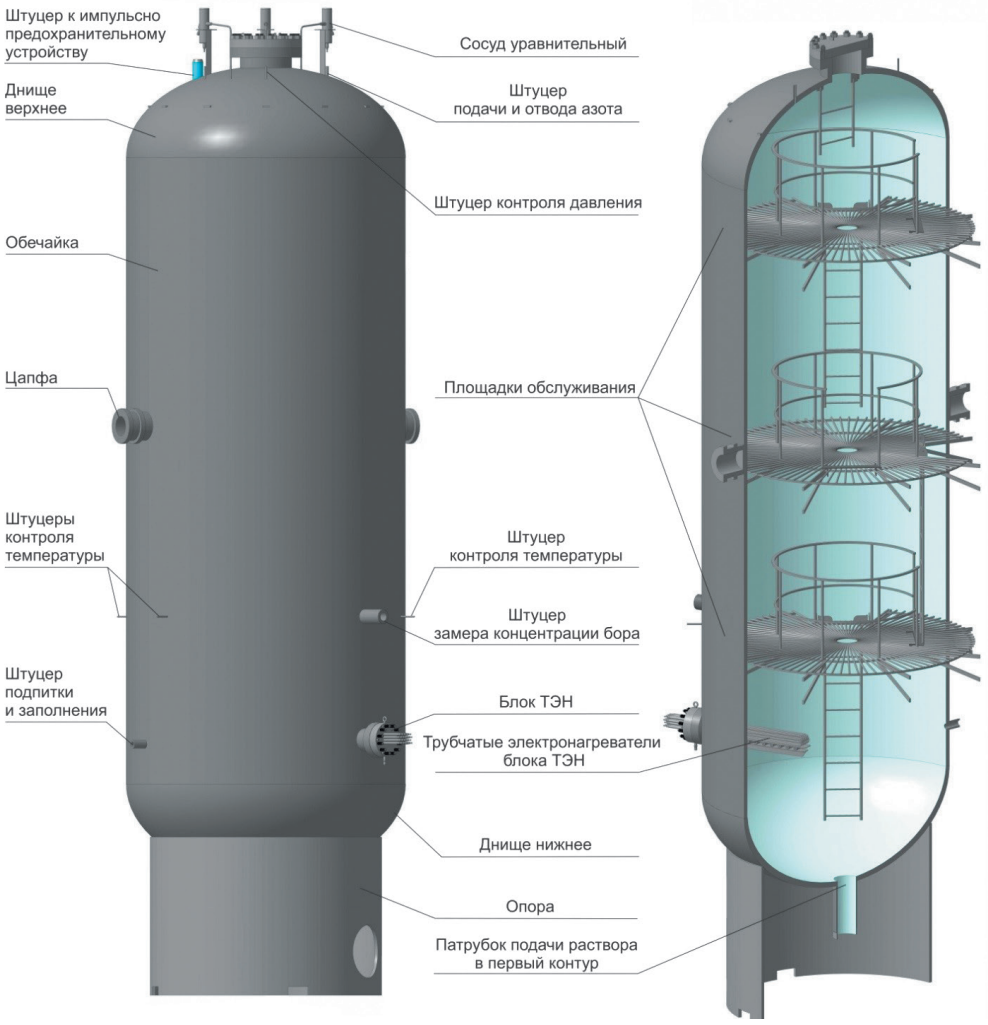


Рисунок 2.1.4.7
Конструкция ГЕ САОЗ

На нижнем днище имеется патрубок Ду 300, предназначенный для подачи раствора в реактор. Патрубок подсоединяется к трубопроводу САОЗ через переходник Ду 300. Для вывода трубопровода САОЗ и доступа к патрубку в опоре предусмотрены два отверстия диаметром 600 мм.

Цилиндрическая часть корпуса ГЕ САОЗ изготавливается из трех обечаек, сваренных между собой.

В нижней обечайке расположен блок электронагревателей, который служит для разогрева раствора и поддержания его температуры в необходимом диапазоне. Блок ТЭН уплотняется крышкой с применением двух уплотняющих графитовых прокладок. Полость между прокладками соединена со штуцером контроля уплотнения.

На верхнем днище предусмотрен люк-лаз внутренним диаметром 450 мм для обеспечения доступа внутрь емкости САОЗ. Крышка люка уплотняется двумя графитовыми прокладками, полость между которыми соединена со штуцером контроля уплотнения.

Внутри емкости САОЗ на разных высотах установлены металлические штатные площадки обслуживания. Для перехода с одной площадки на другую имеются лестницы.

Основные технические характеристики ГЕ САОЗ приведены в таблице 2.1.4.1.

Таблица 2.1.4.1
Основные технические характеристики ГЕ САОЗ

Наименование параметра	Значение
Рабочая среда	Борный раствор с концентрацией 16–20 г/дм^3 + азот
Рабочее давление, МПа	5,9 ± 0,3
Расчетное давление, МПа	6,37
Температура раствора в емкости САОЗ во время эксплуатации, °С, в пределах	20-70
Объем корпуса емкости САОЗ, м^3	60 ± 1
Объем раствора в емкости САОЗ в рабочих условиях, м^3	50 ± 0.5
Номинальный уровень раствора в емкости САОЗ, мм	7350 ± 50
Количество блоков трубчатых электронагревателей, шт.	1
Назначенный срок службы ГЕ САОЗ, лет	60

Объем раствора борной кислоты в емкости выбран из условия, что запас раствора в трех емкостях достаточен для охлаждения активной зоны реактора при проектных авариях с потерей теплоносителя в период до подключения низконапорной части системы аварийного и планового расхолаживания и охлаждения бассейна выдержки и/или ГЕ 2 ступени.

Объем и давление азота в емкости, а также гидравлическое сопротивление соединительных трубопроводов «ГЕ-реактор» выбраны из условия обеспечения необходимого для охлаждения активной зоны темпа залива.

Концентрация бора в емкостях выбрана из условия обеспечения подкритичности активной зоны реактора.

Импульсно-предохранительные устройства

На каждой емкости САОЗ установлено по два импульсно-предохранительных устройства – контрольное и рабочее.

Пропускная способность ИПУ выбрана из условия не превышения расчетного давления более чем на 15 % и составляет при давлении срабатывания: 6 т/ч на азоте и 30 т/ч на воде, что превышает максимальный расход систем заполнения емкостей азотом или водой.

Давление начала открытия контрольного/рабочего клапана равняется 6,18/6,24 МПа соответственно. Давление начала закрытия контрольного и рабочего клапанов равняется 5,48 МПа.

2.1.4.4 Управление и контроль работы системы

Надежную работу системы контроля и управления для пассивной части САОЗ обеспечивают следующие решения, принятые в проекте:

– резервирование каналов измерений по параметрам, участвующим в защитных действиях;

– электропитание каналов измерений и исполнительных органов (БЗЗ) пассивной части САОЗ осуществляется от источников системы аварийного электроснабжения потребителей первой категории. При этом каждый из исполнительных органов и соответствующие каналы измерений питаются от своей системы надежного питания.

БЗЗ управляются автоматически – по сигналам от УСБТ (таблица 2.1.4.2) или дистанционно – оператором с БПУ/РПУ.

Таблица 2.1.4.2
Перечень функций системы контроля и управления (ФСКУ) по системе ГЕ САОЗ

Условие срабатывания	Уставка	Действие	ФСКУ
1. Совпадение сигналов: – разность между температурой насыщения первого контура и температурой в любой из горячих ниток петель, °С, менее; – избыточное давление в емкости САОЗ, МПа, более - отсутствует сигнал о снижении уровня в емкости САОЗ, м, менее	8 2,35 1,25	Открываются Б33 на трубопроводе ГЕ САОЗ – реактор. Реализация приведенной логики выполнена с использованием элемента памяти (триггер), который взводится при наличии сигнала на открытие Б33 и обеспечивает управление арматурой, и запрещает дистанционное управление от индивидуальных средств управления на 30 минут. Через 30 минут оператор может сбросить данную память и управлять арматурой, которая имеет индивидуальные средства управления на панелях безопасности. Кроме того, обеспечивается автоматический сброс памяти по истечении 30 минут после поступления сигнала на открытие быстродействующих задвижек по факту снижения температуры теплоносителя в горячих нитках петель до 70 °С.	УСБТ ВА13
2. Совпадение сигналов: – избыточное давление в контайнменте, кПа, более; – избыточное давление в емкости САОЗ, МПа, более – отсутствует сигнал о снижении уровня в емкости САОЗ, м, менее	30 2,35 1,25		УСБТ ВА13
3. Совпадение сигналов: – есть сигнал от кнопки с панели БПУ или РПУ «Аварийный отвод тепла при течи первого контура» – избыточное давление в емкости САОЗ, МПа, более – отсутствует сигнал из ВЕ13 «$P_{1К}$ > 3,3 МПа & $T_{аз}$ < 100 °С» – отсутствует сигнал о снижении уровня в емкости САОЗ, м, менее	2,35 1,25	Открываются Б33 на трубопроводе ГЕ САОЗ – реактор. Реализация приведенной логики выполнена с помощью триггера без 30-минутного запрета на его сброс. Триггер сбрасывается: – оператором через кнопку «Сброс памяти» – автоматически по факту снижения температуры теплоносителя в горячих нитках петель до 70 °С.	УСБТ ВА13
4. Уровень в емкости САОЗ, мм, менее	1250	Закрываются Б33 для соответствующей емкости САОЗ	УСБТ ВА13
5. Совпадение сигналов: – избыточное давление над активной зоной реактора, МПа, более; – температура теплоносителя в горячих нитках петель, °С, менее	3,3 100	Закрываются Б33 для соответствующей емкости САОЗ с запретом дистанционного открытия	УСБТ ВЕ12
6. Уровень в емкости САОЗ, мм, менее	1150	Закрываются Б33 для соответствующей емкости САОЗ с запретом дистанционного открытия	ДСЗ

Состояние системы контролируется эксплуатационным персоналом с помощью видеокадра СВБУ «JNG50-80» (рисунок 2.1.4.8).

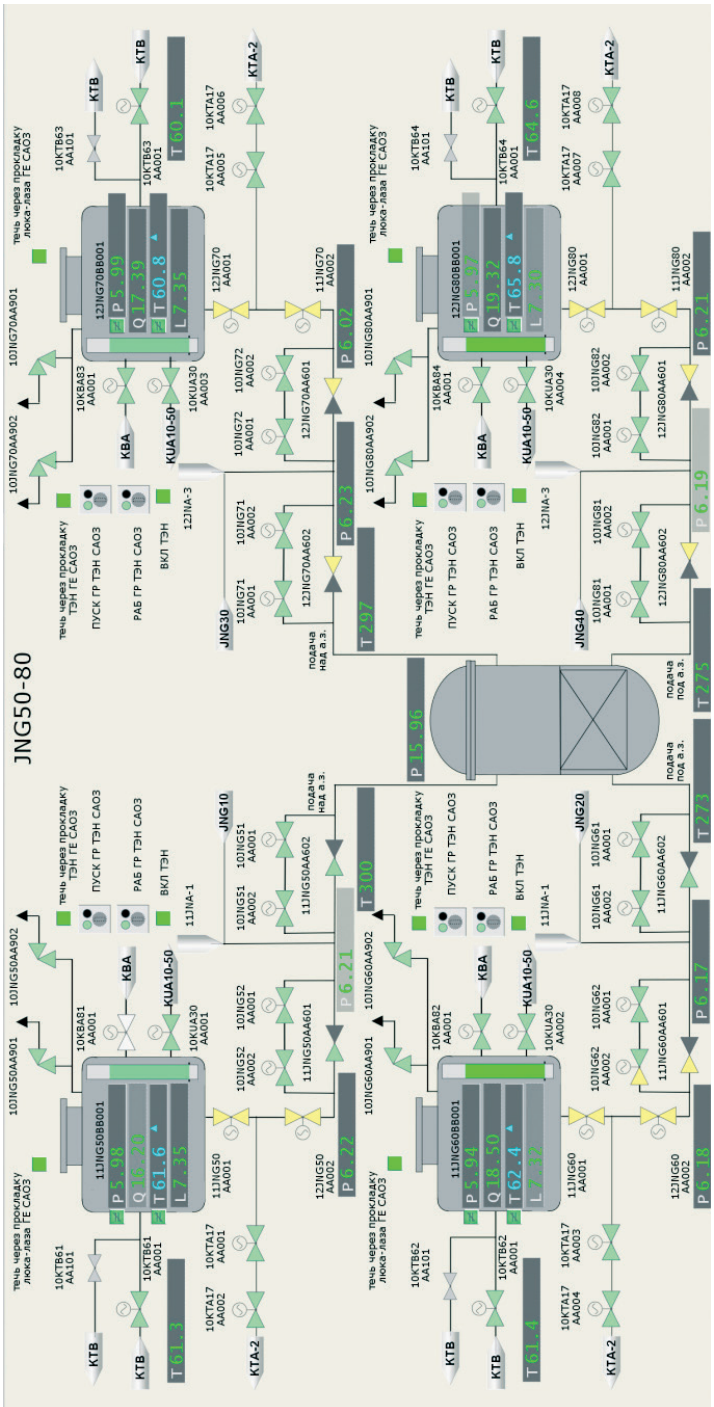


Рисунок 2.1.4.8
Видеокадр СВБУ по системе JNG50-80

Основные параметры, характеризующие нормальное функционирование системы, приведены в таблице 2.1.4.3.

Таблица 2.1.4.3
Контролируемые параметры по системе ГЕ САОЗ

Наименование контролируемого параметра	Номинальное значение
Уровень в емкости САОЗ, м	7,35
Давление в емкости САОЗ, МПа	5,9
Температура воды в емкости САОЗ, °С	20–70
Массовая концентрация борной кислоты, г/дм^3	16–20
Давление на байпасных линиях обратных клапанов, МПа	5,9

Для оповещения оператора об отклонении данных параметров за допустимые пределы предусмотрена сигнализация.

Уровень в емкости САОЗ регулируется дренированием борированной воды в систему дренажей и организованных протечек и подачей в емкость концентрированного раствора борной кислоты от системы подпитки–продувки первого контура.

Давление азота в емкостях поддерживается оператором подачей азота или сбросом его в систему газовых сдувок.

Температура раствора борной кислоты в ГЕ САОЗ поддерживается на уровне 55–70 °С за счет автоматического включения-отключения пусковой и рабочей группы ТЭН САОЗ.

Концентрация борной кислоты поддерживается дренированием борированной воды в систему дренажей и организованных протечек и подачей в емкость концентрированного раствора борной кислоты от системы подпитки–продувки первого контура.

В аварийных режимах при срабатывании ГЕ САОЗ на реактор оператор контролирует изменение параметров ГЕ и последующее закрытие БЗЗ с помощью показывающих приборов и мнемосхемы системы гидроемкостей 1 ступени на панелях безопасности БПУ/РПУ (рисунок 2.1.4. 9).

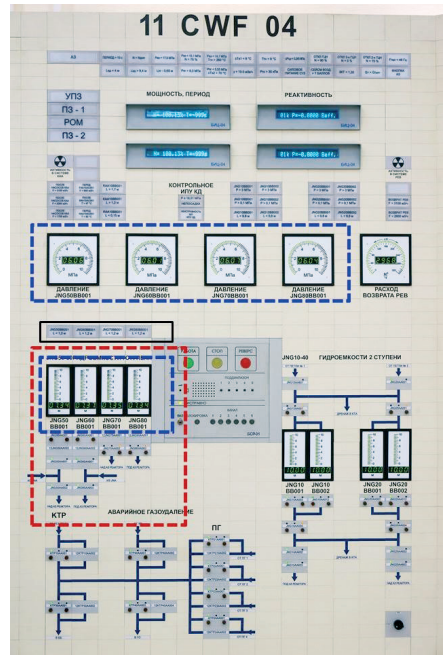


Рисунок 2.1.4.9
Расположение средств контроля и управления системой гидроемкостей 1 ступени на панелях безопасности БПУ

2.1.4.5 Режимы работы системы ГЕ САОЗ

Функционирование системы при нормальной эксплуатации

В режиме разогрева реакторной установки оператор подключает гидроемкости к реактору при давлении в 1 контуре более 6.9 МПа (изб.). В случае возникновения течи теплоносителя первого контура до момента подключения системы оператором, система переходит в работоспособное состояние автоматически по сигналу разрывных защит 1 контура: «ΔT_{s-1} < 8 °С» или «$P_{го}$ > 30 кПа» (рисунок 2.1.4.10).

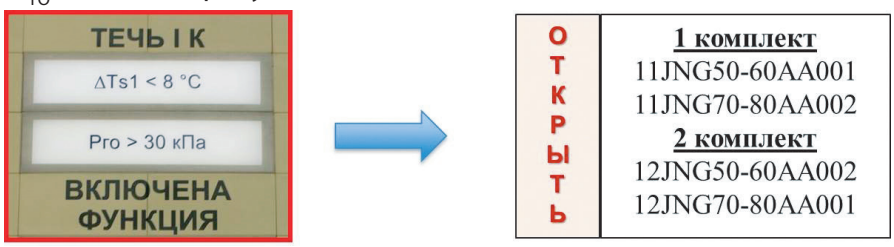


Рисунок 2.1.4.10
Открытие быстродействующих задвижек ГЕ САОЗ по сигналу разрывных защит 1 контура «ΔT_{s-1} < 8 °С» или «$P_{го}$ > 30 кПа»

При работе РУ на мощности система находится в режиме ожидания: быстродействующие запорные задвижки открыты, каждая емкость отделена от реактора двумя последовательно расположенными обратными клапанами Ду 300.

При плановом расхолаживании РУ для предотвращения срабатывания системы в результате понижения давления, система заранее отключается от реактора оператором при давлении над активной зоной 9,8–8,8 МПа (изб). В случае возникновения течи теплоносителя первого контура после отключения гидроемкостей система переходит в работоспособное состояние автоматически по сигналу разрывных защит 1 контура:

«ΔT_{S-1} < 8 °С» или «$P_{ГО}$ > 30 кПа» (рисунок 2.1.4.10).

Функционирование системы в режиме «большой» течи 1 контура

При авариях с большой течью (разрыв трубопровода диаметром более 100 мм, включая разрыв главного циркуляционного трубопровода Ду 850) на начальной стадии аварии охлаждение активной зоны и сохранение необходимого запаса теплоносителя в реакторе обеспечивается за счет пассивного срабатывания гидроемкостей I ступени.

Расчетные оценки показывают, что на первых секундах аварийного процесса происходит почти полное осушение реактора и всего первого контура в целом. В результате на поверхности оболочек твэл возникает кризис теплообмена и начинается рост температуры. На 7 секунде температура оболочки наиболее теплонапряженного твэла в горячей точке достигает 1094 °С при максимальном проектном пределе 1200 °С.

Для своевременной подачи борного раствора в реактор проектом предусмотрены гидроемкости первой ступени. Параметры ГЕ САОЗ рассчитаны исходя из условий максимальной проектной аварии. Рабочее давление 5,9 МПа обеспечивает срабатывание гидроемкости на реактор приблизительно через 7 секунд после гильотинного разрыва Ду 850.

Более ранняя подача воды в реактор от гидроемкости не целесообразна из-за большого расхода в течь на стадии выброса. В этом случае для обеспечения необходимой продолжительности работы ГЕ САОЗ на реактор пришлось бы значительно увеличивать ее объем.

На последующих стадиях аварии, начиная с 40 секунды, отвод тепла от активной зоны и поддержание необходимого запаса теплоносителя в реакторе обеспечиваются за счет непрерывной циркуляции и охлаждения борного раствора с помощью насосов и теплообменников системы JNA (аварийного

и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки).

В режиме большой течи оператор обязан проконтролировать работу гидроемкостей первой ступени по следующим признакам:

– открытое состояние отсечной арматуры и обратных клапанов на трубопроводе САОЗ;

– снижение давления и уровня в гидроемкостях по показывающим приборам;

– изменение цвета гистограммы показаний уровнемеров ГЕ с зеленого на оранжевый при снижении уровня в ГЕ менее 7 метров;

– срабатывание табло сигнализации на панелях безопасности БПУ/РПУ «$L_{ГЕ}$ < 1,2 м» и автоматическое закрытие быстродействующих запорных задвижек при снижении уровня в емкости до 1250 мм (рисунок 2.1.4.11).

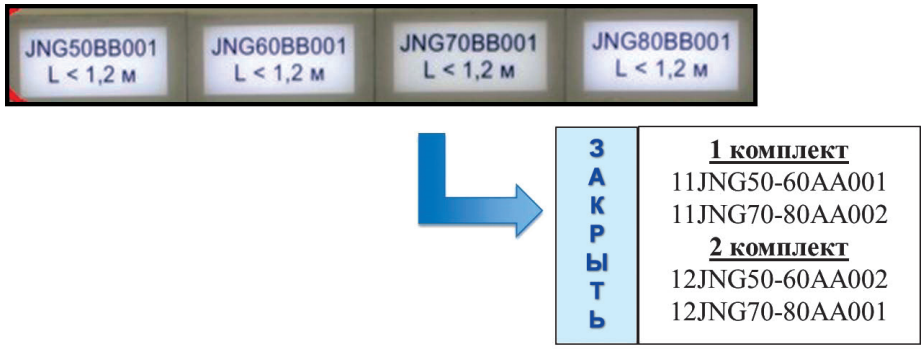


Рисунок 2.1.4.11
Закрытие быстродействующих задвижек при снижении уровня в ГЕ САОЗ

Функционирование системы в режиме малой течи 1 контура с отказом активной части САОЗ высокого давления.

В режиме малой течи 1 контура (Ду 25 – Ду 100) на первой и третьей петлях ГЦТ возможен отказ двух каналов активной части САОЗ высокого давления за счет наложения единичного и зависимого отказов каналов подсистемы.

В этом случае персонал обязан обеспечить расхолаживание РУ со скоростью 60 °С/ч и снижение давления над активной зоной менее 5,9 МПа. После этого гидроемкости САОЗ обеспечивают подпитку 1 контура до момента подключения насосов САОЗ низкого давления (2,1 МПа).

Функционирование системы в режиме аварии с течами теплоносителя первого контура при потере всех источников переменного тока, включая дизель-генераторы

При потере всех источников переменного тока происходит отказ активной части САОЗ. В этом случае поддержание запаса теплоносителя в реакторе обеспечивается за счет работы системы гидроемкостей 1 ступени (пассивный залив активной зоны в первоначальный момент) и системы ГЕ 2 ступени (длительная подача воды в реактор в соответствии со снижением остаточных тепловыделений).

Для надежности теплоотвода от активной зоны нельзя допускать перерыва подачи воды в реактор. На соединительных трубопроводах ГЕ САОЗ – реактор предусмотрена установка дроссельных устройств (рисунок 2.1.4.12), ограничивающих расход подаваемой воды от емкостей с целью обеспечения охлаждения активной зоны в течение периода времени до включения гидроемкостей 2 ступени.

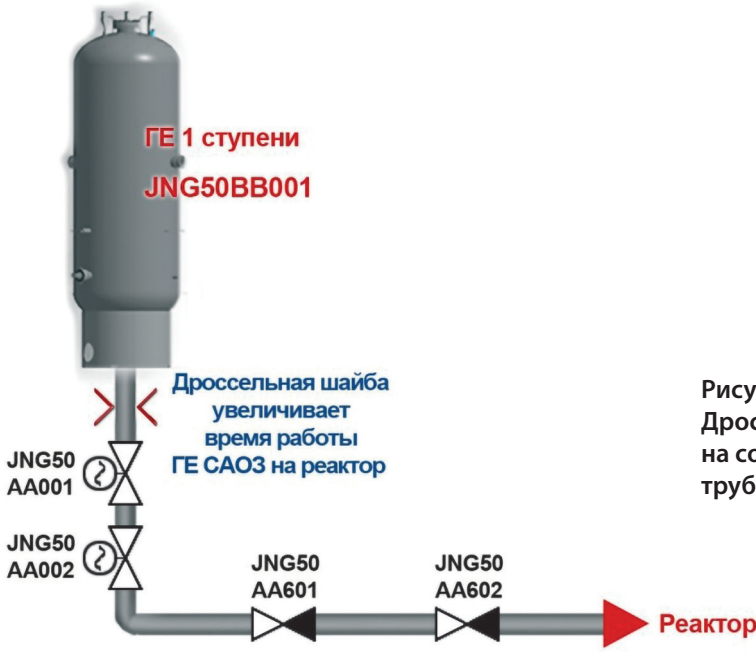


Рисунок 2.1.4.12
Дроссельное устройство на соединительном трубопроводе САОЗ

Дроссельное устройство увеличивает время работы ГЕ САОЗ на реактор при МПА до 185–195 секунд, а борный раствор из ГЕ2 ступени (см. следующий раздел) начинает поступать в реактор на 116 секунде (рисунок 2.1.4.13).

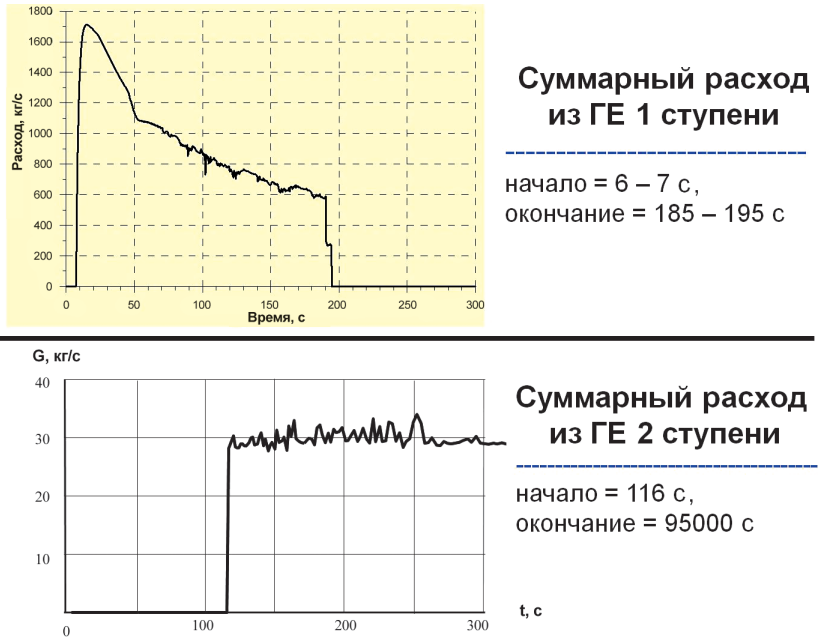


Рисунок 2.1.4.13
Перекрытие расходов из ГЕ 1 и 2 ступеней при МПА

2.1.5 СИСТЕМА ГИДРОЕМКОСТЕЙ ВТОРОЙ СТУПЕНИ JNG10-40 (ГЕ СПЗАЗ)

2.1.5.1 Назначение и структура системы

Система гидроемкостей второй ступени JNG10-40 предназначена для выполнения следующих функций:

– подача борного раствора с концентрацией 16–20 г/дм^3 для поддержания уровня теплоносителя в активной зоне при авариях с потерей теплоносителя, при падении давления в первом контуре ниже 1,5 МПа;

– хранения запаса раствора борной кислоты для заполнения отсеков бассейна перегрузки на остановленном блоке в период перегрузки топлива.

Система JNG10-40 срабатывает пассивным образом, обеспечивая отвод остаточных тепловыделений при авариях с течью теплоносителя первого контура при давлении в первом контуре менее 1,5 МПа.

Система имеет четыре независимые физически разделенные группы. Каждая группа системы имеет в своем составе две гидроемкости СПЗАЗ, которые обеспечивают подачу борного раствора в напорную или сборную камеру реактора через соответствующие трубопроводы САОЗ гидроемкостей первой ступени (рисунок 2.1.5.1).

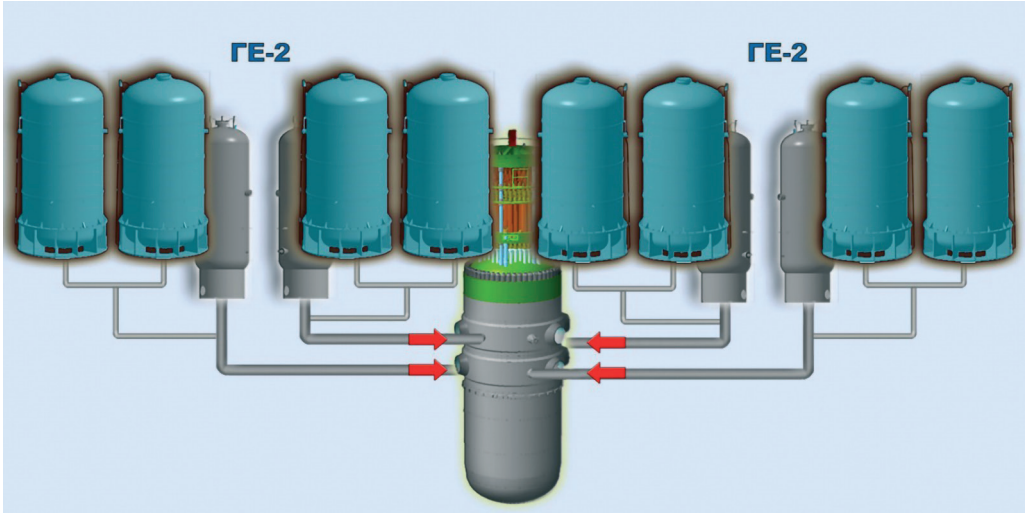


Рисунок 2.1.5.1
Принципиальная схема пассивной части САОЗ

Система спроектирована с учетом профилирования во времени расхода, подаваемого в активную зону, в соответствии со снижением мощности остаточных тепловыделений (таблица 2.1.5.1).

Таблица 2.1.5.1
Зависимость расхода раствора борной кислоты от одной группы от длительности ступени профилирования

Длительность ступени, с	100–5430	543–10860	10861–29000	29001–86400
Расход раствора борной кислоты от одной группы, кг/с	10,0	5,0	3,3	1,6

Согласно принятым проектным характеристикам оборудования, трех работоспособных групп системы достаточно для осуществления системой проектных функций в полном объеме в любом требующем ее работы режиме.

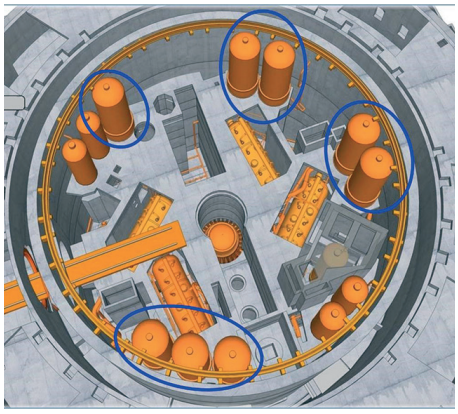
Запаса воды в гидроемкостях трех групп системы (720 м^3) достаточно для отвода остаточных тепловыделений от активной зоны реактора через СПОТ ПГ в течение не менее 24 часов.

Группы системы физически разделены и полностью независимы друг от друга: независимы технологические части, системы управления, обеспечивающие системы, места расположения оборудования, трубопроводов, кабелей, элементов управления и т. д., благодаря чему отказ в одной группе не может привести к отказу в другой группе. Данное схемное решение и компоновка оборудования позволяет исключить зависимые отказы и отказы по общей причине, связанные с расположением оборудования, а также влияние любых видов работ, выполняемых на оборудовании одной из групп (ремонт, техническое обслуживание), на другую группу.

В проекте системы обеспечена возможность проведения контроля и периодических испытаний элементов системы с целью проверки их работоспособности, что позволяет исключить необнаруживаемые отказы неконтролируемых при эксплуатации АЭС элементов.

2.1.5.2 Технологическая схема системы

Система состоит из 4 групп (каналов). Каждый канал системы включает в себя две емкости СПЗАЗ, арматуру и трубопроводы, размещенные внутри защитной оболочки. Все гидроемкости СПЗАЗ установлены в центральном зале на отметке +26,3 м (рисунок 2.1.5.2).



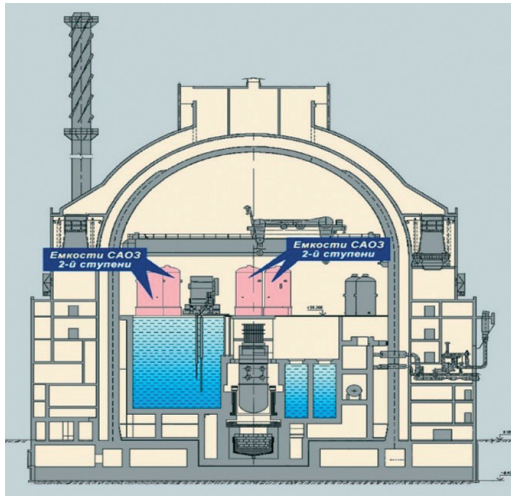


Рисунок 2.1.5.2
Расположение ГЕ СПЗАЗ в контайнменте

Нивелирная отметка установки ГЕ СПЗАЗ над реактором не менее чем в 3 раза превышает значение, требуемое для обеспечения расхода теплоносителя из ГЕ в реактор. Это подтверждено как расчетами, так и экспериментом, при котором расход превышал проектное значение на 70 %.

Гидроемкости системы и сливные трубопроводы полностью заполнены раствором борной кислоты.

Для защиты оборудования и трубопроводов системы ГЕ 2 ступени от превышения давления в каждом канале системы установлено по два предохранительных клапана: 2 х 100 %.

Гидроемкости СПЗАЗ (ГЕ-2) одного канала подключены с помощью сливного трубопровода к соединительному трубопроводу ГЕ САОЗ (ГЕ-1) в неотключаемой от реактора части – между обратными клапанами. При этом, сливной трубопровод ГЕ второй ступени врезан в соединительный трубопровод ГЕ САОЗ снизу, образуя гидрозатвор высотой более 0,5 м, для исключения попадания пара в сливную линию при аварии.

Упрощенная схема системы приведена на рисунке 2.1.5.3.

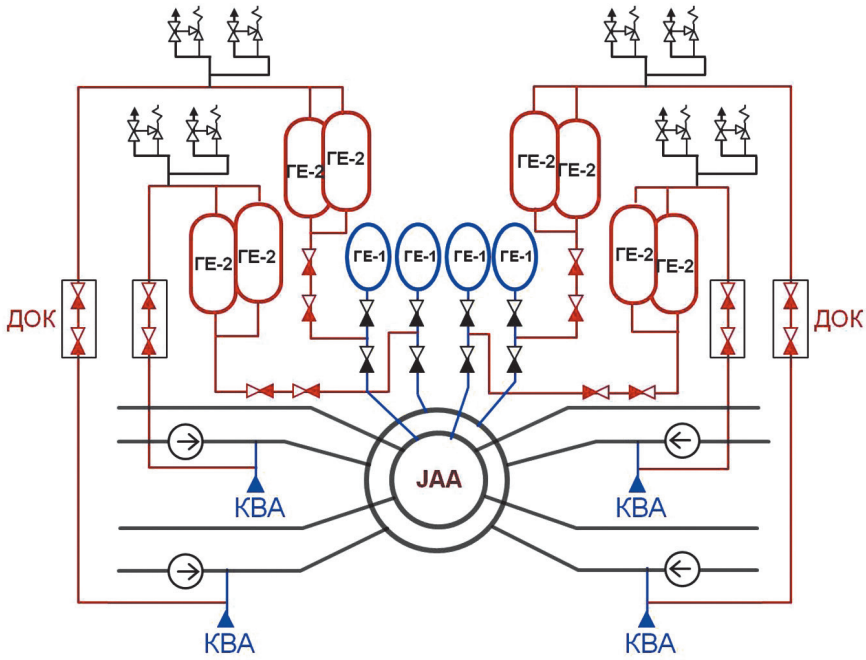


Рисунок 2.1.5.3
Упрощенная схема системы ГЕ 2 ступени

По линии подвода пара ГЕ СПЗАЗ подсоединены к «холодным» ниткам главных циркуляционных трубопроводов через линии Ду 100 с установленными на них специальными двойными обратными клапанами (ДОК) и электроприводной арматурой (рисунок 2.1.5.4). Для врезки соединительного трубопровода используются участки трубопровода системы продувки–подпитки (КВА).

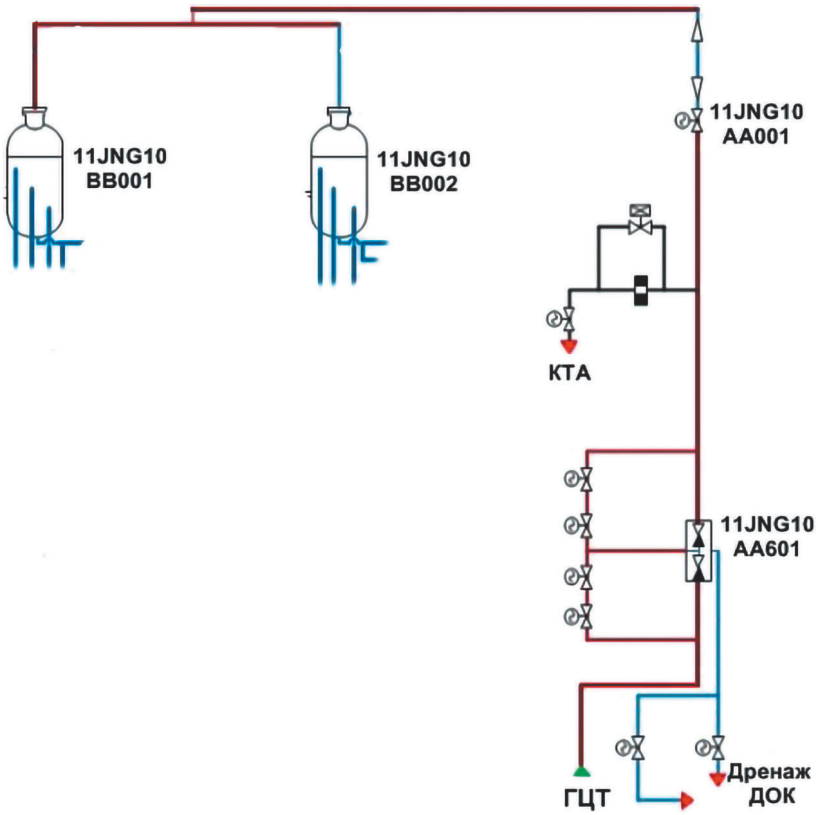


Рисунок 2.1.5.4
Трубопроводы связи ГЕ СПЗАЗ и ГЦТ

Двойные обратные клапаны настроены на открытие при снижении давления в 1 контуре от 1,9 до 1,5 МПа. После их открытия давление в гидроемкостях возрастает до давления в первом контуре и борный раствор под действием гидростатического напора поступает в реактор по сливным трубопроводам.

На сливном трубопроводе установлены запорная арматура и обратные клапаны (рисунок 2.1.5.5).

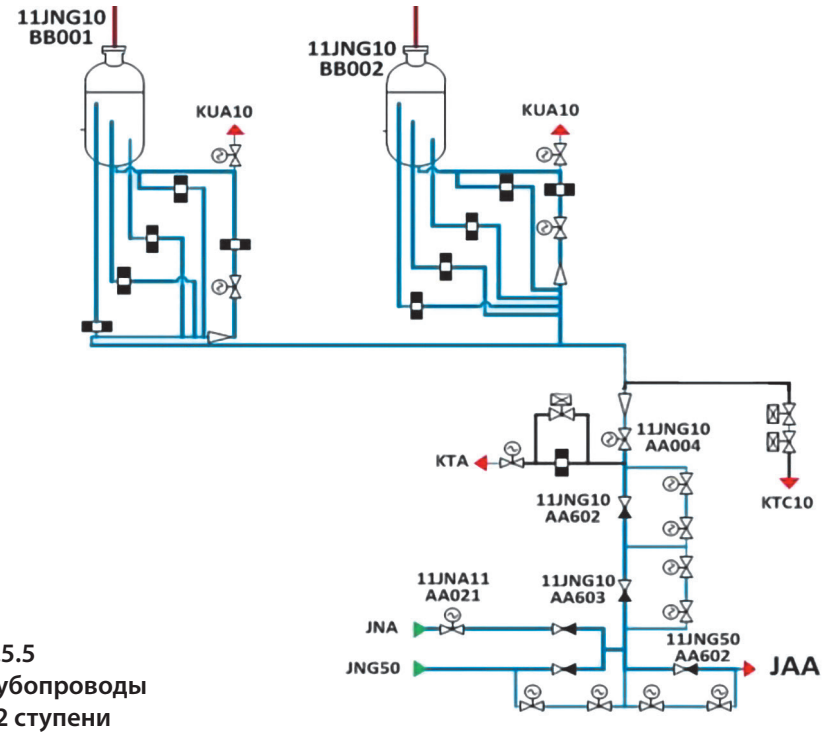


Рисунок 2.1.5.5
Сливные трубопроводы системы ГЕ 2 ступени

Запорная арматура необходима для отключения ГЕ СПЗАЗ от первого контура при ремонтных работах (производятся только после останова РУ). Обратные клапаны предназначены для исключения роста давления в гидроемкостях в состоянии ожидания и автоматического пассивного открытия линии слива в аварийной ситуации при появлении положительного перепада давления на обратном клапане. Для отвода возможных протечек обратных клапанов между арматурой и обратным клапаном предусмотрен дренажный трубопровод в систему КТА.

Система JNG10-40 имеет технологические связи со следующими системами:

– системой подачи вод бассейна выдержки на очистку (FAL);
– системой аварийного и планового расхолаживания и охлаждения бассейна выдержки (JNA);
– системой продувки–подпитки (KBA);
– системой дренажей и организованных протечек первого контура (KTA);
– системой газовых сдувок (KTB);

– системой отбора проб из оборудования здания реактора (KUA10-50);
– системой гидроиспытаний и продувки датчиков КИП боросодержащей водой (KWC);
– системой охлаждения бассейна выдержки (FAK10-20).

2.1.5.3 Краткое описание оборудования

Гидроемкость 2 ступени

Емкость СПЗАЗ представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с эллиптическими днищами (рисунок 2.1.5.6).

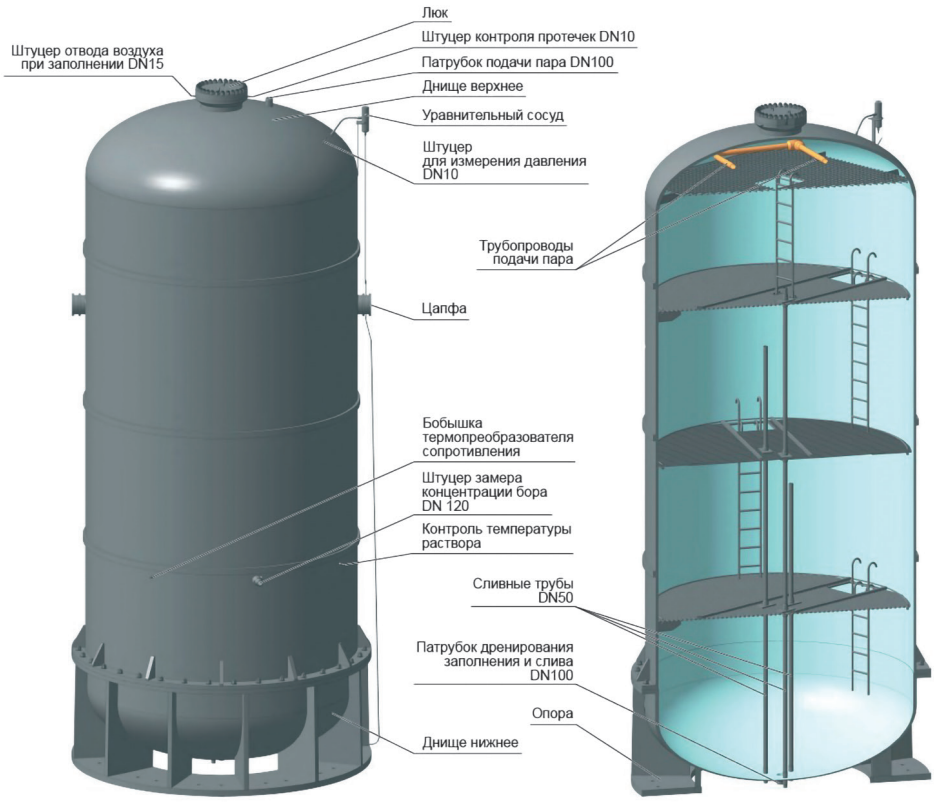


Рисунок 2.1.5.6
Конструкция ГЕ СПЗАЗ

Элементы крепления емкости представляют собой опору, воспринимающую статические и динамические нагрузки. Опора выполнена из ребер, которые приварены к плите и к фланцу. Фланец крепится к кольцу емкости шпильками. К ребрам с торца приварены листы облицовочные, которые в свою очередь приварены к фланцу и плите. Плита изнутри приварена к кольцу закладному, а также крепится к ней шпильками. Кольцо закладное забетонировано.

На нижнем днище находятся патрубки, через которые борный раствор поступает в трубопровод подачи раствора в реактор и происходит дренирование ГЕ СПЗАЗ.

Для обеспечения необходимого изменения во времени расхода в реактор слив раствора борной кислоты из гидроемкостей осуществляется через ряд параллельных трубопроводов с дроссельными шайбами (рисунок 2.1.5.5). Каждому значению расхода на определенной ступени соответствует свой диапазон изменения уровня в емкостях. Расход на каждой ступени зависит от расположения по высоте трубопроводов с дроссельными шайбами. Эти трубопроводы расположены непосредственно в гидроемкостях. Для четырехступенчатого профилирования предусмотрено три отводящих трубопровода Ду 50 и один трубопровод Ду 100 с дроссельными шайбами.

Пока уровень находится выше верхнего трубопровода, расход воды максимальный. По мере снижения уровня воды от верхнего трубопровода до предпоследнего снизу, расход воды определяется суммарной пропускной способностью тех параллельных линий с ограничительными шайбами, которые подсоединены ниже текущего уровня воды в гидроемкости.

Минимальный расход воды от гидроемкостей в реактор поступает после снижения уровня ниже предпоследнего патрубка, этот расход определяется пропускной способностью только последней шайбы.

На верхнем днище ГЕ СПЗАЗ находится патрубок для приварки трубопровода, соединяющего емкость с ГЦТ (Ду100), и расположен кронштейн для крепления уравнительного сосуда.

Кроме того, на верхнем днище предусмотрен люк с внутренним диаметром 480 мм для обеспечения доступа внутрь емкости СПЗАЗ. Люк закрывается крышкой. Крышка люка уплотняется при помощи двух прокладок из расширенного графита, которые устанавливаются в проточки фланца люка. Контроль за протечками осуществляется с помощью штуцера контроля проте-

чек, расположенного на фланце и связанного с полостью, расположенной между прокладками.

В верхней части емкости размещен дырчатый лист с общей площадью отверстий 0,5 м^2. Объем раствора борной кислоты, отделяемый дырчатым листом в верхней части емкости, равен 1,5 м^3. Над дырчатым листом размещен раздающий паровой коллектор, обеспечивающий раздачу пара, подводимого от ГЦТ по указанному выше трубопроводу подвода пара к емкости СПЗАЗ при срабатывании системы.

Внутри емкости на разных высотах установлены металлические штатные площадки обслуживания.

Основные характеристики емкости СПЗАЗ представлены в таблице 2.1.5.2.

Таблица 2.1.5.2
Технические характеристики ГЕ СПЗАЗ

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Давление, расчетное	МПа	3,0
Давление гидравлических испытаний: – нижняя граница; – верхняя граница	МПа	 4,3 4,8
Объем раствора в рабочих условиях	м^3	120
Объем корпуса	м^3	120
Высота	мм	10450
Диаметр внутренний	мм	4120
Назначенный срок службы гидроемкости, лет	лет	60

Предохранительный клапан ГЕ СПЗАЗ

Уставка открытия предохранительного клапана составляет 3,0 МПа. При этом давлении один предохранительный клапан обеспечивает пропускную способность 200 м^3/ч.

Данная производительность соответствует производительности одного насоса аварийного расхолаживания системы JNA высокого давления при давлении в первом контуре 3,0 МПа. Работа этого насоса на 1 контур и незакрытие двойного обратного клапана одной из групп системы JNG10-40 рассматриваются в проекте в качестве причин роста давления в системе ГЕ 2 ступени.

ИПУ состоит из главного клапана (ГК), импульсного клапана (ИК) и трубы, соединяющей ГК с ИК. Главный клапан предназначен для сброса избыточного давления рабочей среды из защищаемой системы и имеет поршневой привод разгружения.

ИК предназначен для формирования команд на открытие и закрытие главного клапана путем разгрузки надпоршневой полости ГК от рабочего давления или подачи в нее рабочей среды. ИК – предохранительный клапан прямого действия с подачей среды на золотник и на чувствительный элемент – сильфон. ИК также снабжен электромагнитом на открытие.

Двойной обратный клапан (ДОК)

Специальный двойной обратный клапан предназначен для:

– отсечения гидроемкостей второй ступени от первого контура при повышении давлении в первом контуре от 2,75 до 4,0 МПа во всех режимах работы энергоблока, включая проектные и запроектные аварии;

– пассивного выполнения функции подключения гидроемкостей второй ступени при давлении в первом контуре от 1,9 до 1,5 МПа во всех режимах работы энергоблока.

Двойной обратный клапан состоит из двух последовательно установленных запорных органов, закрывающихся и открывающихся одновременно одним приводом. Принцип срабатывания клапана (открытие/закрытие) – пассивный от воздействия рабочей среды.

ДОК состоит из следующих узлов, связанных между собой пневматическими и гидравлическими связями (рисунок 2.1.5.7а):

– исполнительный клапан (ИК);

– управляющий клапан (УК);

– герметичная емкость;

– гидрозатвор.

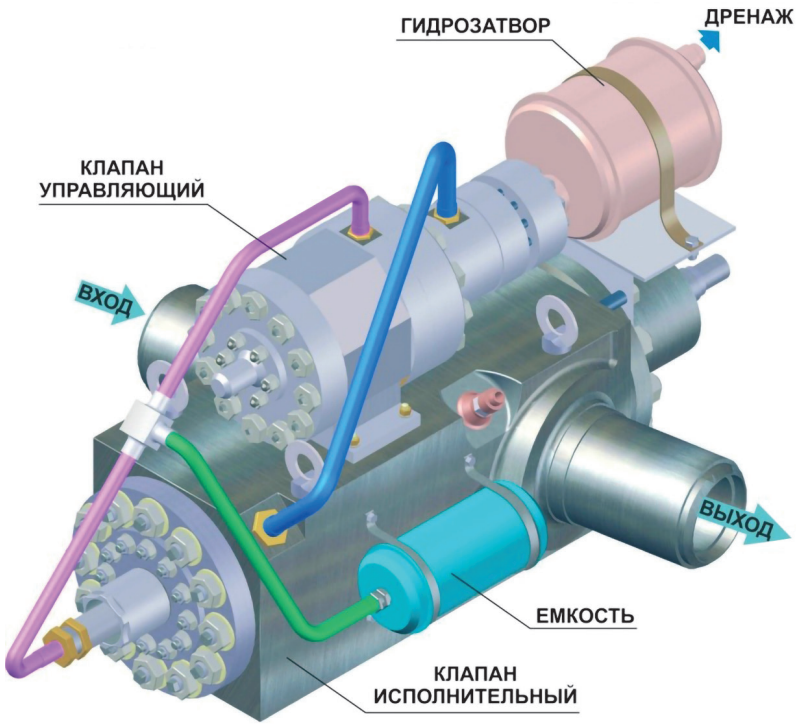


Рисунок 2.1.5.7а
Общий вид двойного обратного клапана

Исполнительный клапан (рисунок 2.1.5.7б) состоит из двух последовательно установленных запорных органов – тарелей, шарнирно связанных с поршнем; сильфонного привода, управляющего шариковым замком; и блока концевых указателей открытого и закрытого положения тарелей.

Тарели закрываются под действием пружины поршневой полости и открываются под действием перепада давления на дросселе поршня.

Газовая полость сильфонного привода связана трубопроводом с герметичной емкостью.

Положение исполнительного клапана «Открыт/Закрыт» контролируется по электрическим сигналам от герконов блока концевых указателей. Срабатывание герконов определяется положением магнита жестко связанного с тарелями.

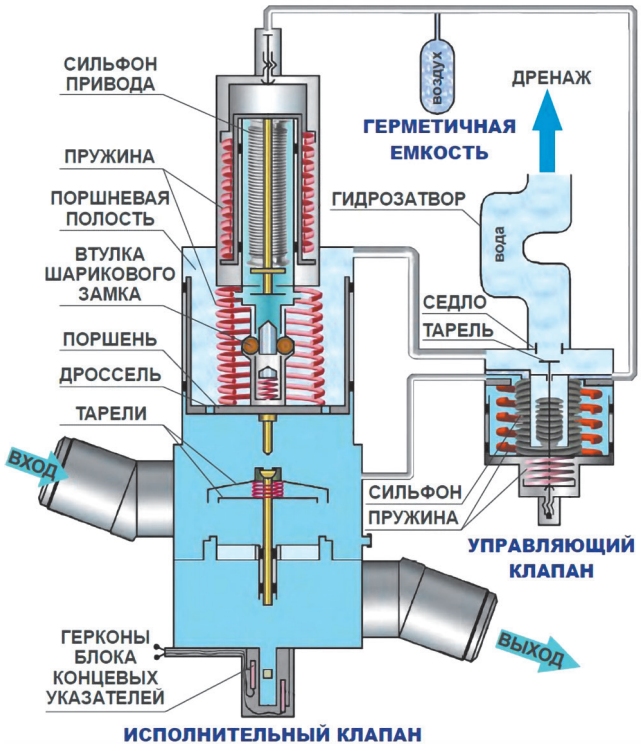


Рисунок 2.1.5.7б.
Состав и устройство двойного обратного клапана

Управляющий клапан состоит из сильфонного узла, шарнирно соединенной с ним тарели и регулировочных пружин. Вход в УК соединен трубопроводом с поршневой полостью ИК; выход из УК – с гидрозатвором и далее с дренажной линией. Межсильфонная полость соединена с герметичной емкостью. Герметичная емкость заполнена воздухом атмосферным давлением. Гидрозатвор обеспечивает на выходе из УК наличие рабочей среды (воды), что исключает образование твердых отложений в зоне контакта тарели и седла.

В период работы реактора на мощности тракт «Вход-Выход» герметично перекрыт тарелями ИК за счет усилий пружины и давления Рвх на площадь тарелей. Герметичность в сторону «Дренаж» обеспечивается поджатием тарели управляющего клапана на седло усилием от давления на входе в ДОК на площадь сильфона УК.

Режим пассивного открытия ДОК при снижении давления в реакторе реализуется следующим образом.

Пружины управляющего клапана настроены таким образом, чтобы при давлении (1,7 ± 0,2) МПа усилие от этого давления на площадь сильфона УК ока-

залось меньше усилия регулировочных пружин. Поэтому при снижении давления на входе в ДОК ниже давления настройки пружины растягивают сильфон, и тарель отходит от седла. Через открытое седло УК начинается слив рабочего тела из поршневой полости исполнительного клапана в линию «Дренаж». В результате на дросселе поршня ИК образуется перепад давления, достаточный для преодоления усилия пружины ИК и сжатия ее до размера, обеспечивающего полное открытие тарелей и установки их на шариковый замок. Исполнительный клапан переходит в открытое положение.

Режим пассивного закрытия ДОК реализуется следующим образом.

При повышении давления в первом контуре выше (1,7 ± 0,2) МПа происходит закрытие УК и прекращение слива рабочего тела через линию «Дренаж». В результате перепад давления на дросселе поршня ИК снижается до нуля.

Пружина сильфонного привода исполнительного клапана настроена таким образом, что при давлении 2,75–4,0 МПа усилие от этого давления на площадь сильфона привода превышает усилие пружины. Поэтому при повышении давления на входе в ДОК выше давления настройки пружины сильфон привода начинает сжиматься, перемещая втулку шарикового замка. В результате замок раскрывается, освобождая поршень. Поршень вместе с тарелями под воздействием пружины поршневой полости перекрывает тракт «Вход-Выход». Исполнительный клапан переходит в закрытое положение.

2.1.5.4 Контроль и управление системой

С помощью видеокадров СВБУ оператор контролирует состояние арматуры и параметры системы JNG10-40 (рисунок 2.1.5.8):

– уровень в гидроемкостях;

– температуру раствора в гидроемкостях;

– температуру корпуса гидроемкостей;

– давление в гидроемкостях;

– концентрацию H_3BO_3 в гидроемкостях;

– дискретный сигнал протечек через прокладку люков-лазов гидроемкостей.

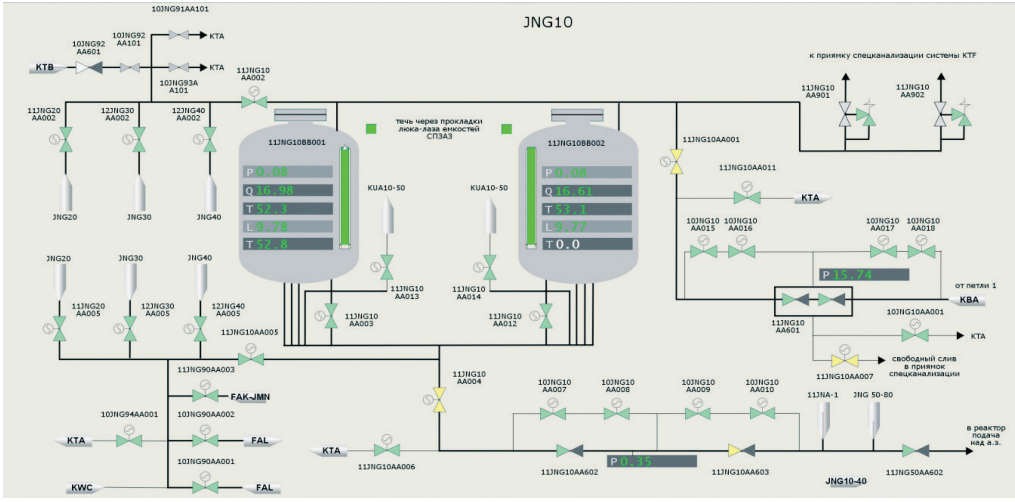


Рисунок 2.1.5.8
Контроль первого канала системы ГЕ 2 ступени с помощью видеокадра СВБУ (режим ожидания)

При срабатывании ГЕ 2 ступени на реактор в аварийных режимах оператор контролирует работу системы с помощь мнемосхемы на панелях безопасности БПУ/РПУ (рисунок 2.1.5.9).

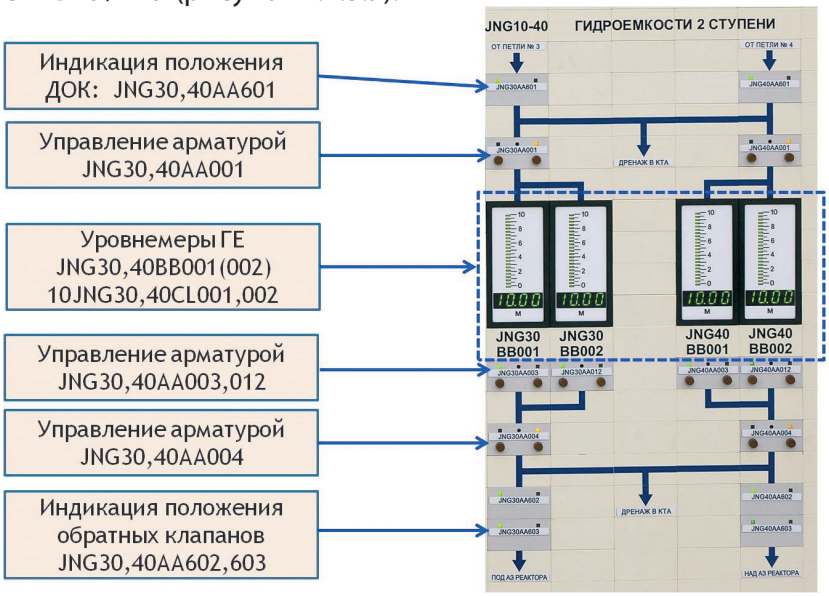


Рисунок 2.1.5.9
Мнемосхема 3 и 4 каналов системы ГЕ 2 ступени на панелях безопасности БПУ

2.1.5.5 Режимы работы системы

Функционирование системы при нормальной эксплуатации

В режиме разогрева реакторной установки оператор подключает к 1 контуру гидроемкости 2 ступени при давлении над активной зоной более 3,3 МПа (изб.) после закрытия двойного обратного клапана.

При работе блока на мощности система ГЕ 2 ступени находится в состоянии ожидания. Двойной обратный клапан находится в закрытом положении. Запорная арматура на трубопроводах связи гидроемкостей с ГЦК открыта за исключением арматуры 10JNG10(20,30,40)AA003, 10JNG10(20,30,40)AA012 (см. рисунок 2.1.5.9).

Для поддержания системы в работоспособном состоянии проводятся периодические проверки и контроль состояния элементов.

В режиме планового расхолаживания РУ после снижения давления в первом контуре менее 3,5 МПа персонал обязан выполнить отключение ГЕ СПЗАЗ от 1 контура.

В режиме перегрузки топлива на остановленном блоке запас раствора борной кислоты в гидроемкостях второй ступени используется для заполнения верхней части шахты реактора и ревизии ВКУ (гидроемкости дренируются в баки системы FAL, откуда насосами системы FAL перекачиваются в отсеки бассейна перегрузки).

По окончании транспортно-технологических операций с отработанным топливом гидроемкости второй ступени заполняются при помощи насосов системы FAL борным раствором, дренируемым из отсеков бассейна перегрузки: нижней части шахт ревизий ВКУ, шахт ТТО (контейнерного отсека бассейна выдержки, верхней части шахты реактора, верхней части шахт ревизий ВКУ).

Функционирование системы в режиме большой течи 1 контура

В аварийном режиме с большой течью первого контура по мере снижения давления над активной зоной сначала подключаются гидроемкости 1 ступени (при давлении менее 5,89 МПа), а затем – гидроемкости второй ступени (при давлении от 1,9 до 1,5 МПа).

После открытия двойного обратного клапана ГЕ 2 ступени обеспечивают подачу раствора борной кислоты в реактор за счет гидростатического столба жидкости. При этом возможны два режима подачи:

– режим рециркуляции теплоносителя «ГЕ-2 – 1 контур – ГЕ-2», реализуемый при уровне теплоносителя в корпусе реактора выше места врезки уравнительного трубопровода;

– режим опорожнения ГЕ-2, реализуемый при уровне в корпусе реактора ниже отметки врезки уравнительного трубопровода. На рисунке 2.1.5.10 изображена расходная характеристика трех каналов ГЕ 2 ступени при максимальной проектной аварии.

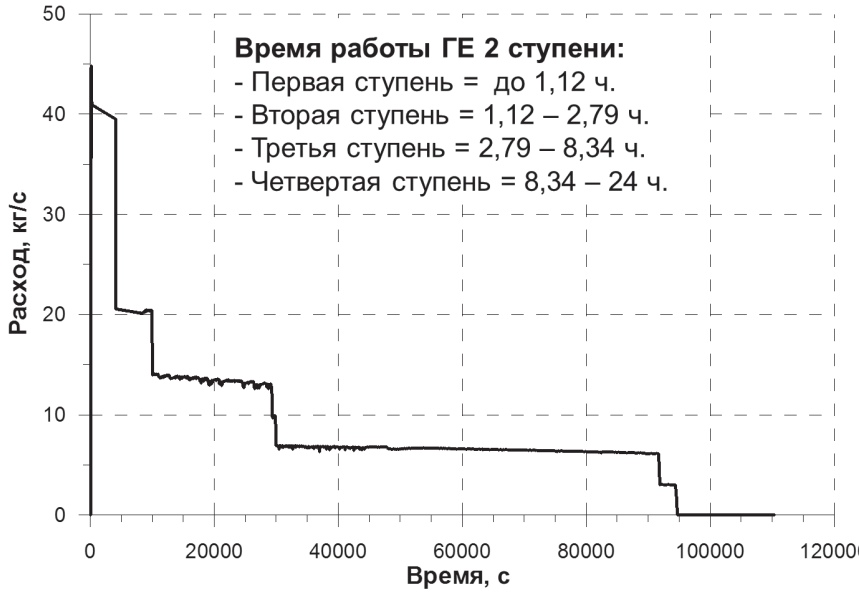


Рисунок 2.1.5.10
Суммарный расход из трех каналов ГЕ 2 ступени в реактор при МПА

Функционирование системы в режиме большой течи теплоносителя первого контура с полным отказом активной части САОЗ

При полном отказе активной части САОЗ выполнение функции безопасности по поддержанию запаса теплоносителя в реакторе обеспечивается работой пассивных систем: гидроемкостей 1 и 2 ступеней, а также СПОТ ПГ.

Гидроемкости I ступени обеспечивают залив активной зоны на первоначальной стадии аварии.

Гидроемкости II ступени обеспечивают последующую подачу борированной воды в реактор для отвода остаточного тепла в испарительном режиме. Дополнительной функцией системы ГЕ-2 является автоматическое пассивное

удаление неконденсирующихся газов первого контура из трубчатки парогенератора, что способствует улучшению теплообмена и обеспечивает более длительную работу ПГ в конденсационном режиме. Основными неконденсирующимися газами в активной зоне являются растворенный в воде гидроемкостей 1 ступени азот, а также газы радиолитического происхождения: кислород и водород.

Расчетный анализ аварии с разрывом ГЦК полным сечением (Ду 850) на входе в реактор и наложением отказа в работе активной части САОЗ показывает (рисунок 2.1.5.11):

– в данном режиме происходит наибольшая начальная потеря теплоносителя из реактора;

– совместная работа 3-х каналов ГЕ первой/второй ступени и СПОТ ПГ обеспечивает гарантированный отвод остаточных тепловыделений в течение ~ 24–26 часов (время осушения ГЕ-2);

– после исчерпания запаса воды в ГЕ-2 наблюдается рост температуры оболочек твэла выше 1200 °С.

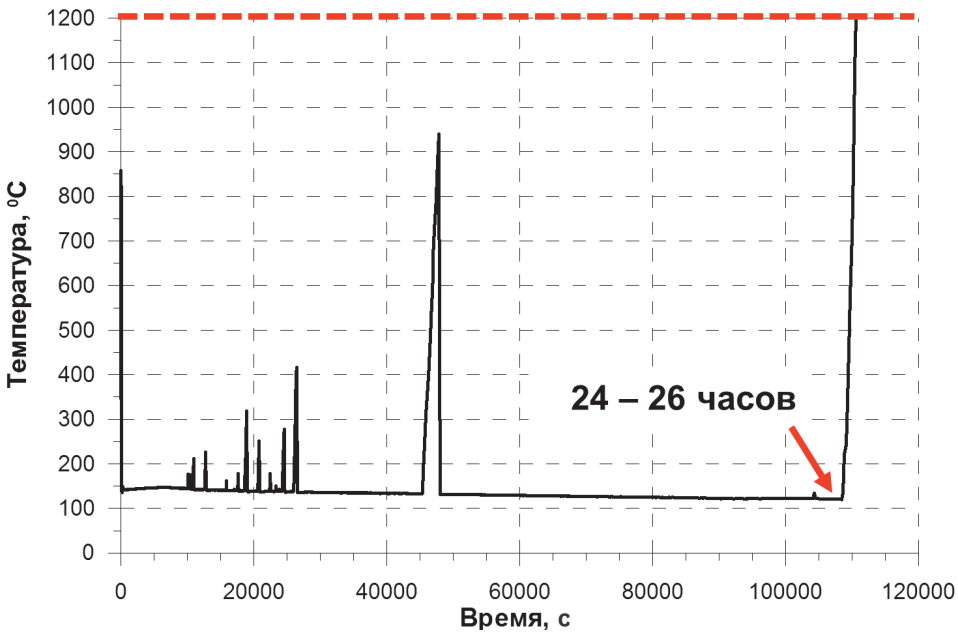


Рисунок 2.1.5.11
Изменение температуры оболочек твэла при разрыве ГЦК полным сечением на входе в реактор и наложением отказа в работе активной части САОЗ

Для выполнения функции безопасности по поддержанию запаса теплоносителя в реакторе после 24 часов проект предусматривает дополнительные мероприятия с использованием альтернативных средств (АДГУ, альтернативный промконтур с градирней) и дополнительного трубопровода от 1 канала системы охлаждения бассейна выдержки (FAK) к сливному трубопроводу ГЕ 2 ступени.

2.1.6 СИСТЕМА АВАРИЙНОГО ГАЗОУДАЛЕНИЯ (КТР)

2.1.6.1 Назначение, состав и технологическая схема системы КТР

Система аварийного газоудаления предназначена для выполнения следующих функций:

– удаление парогазовой смеси (ПГС) из оборудования первого контура РУ (реактора, КД и коллекторов ПГ);

– снижение давления в первом контуре совместно с ИПУ КД с целью уменьшения последствий при проектных и запроектных авариях.

Удаление парогазовой среды выполняется с целью:

– предотвращения образования взрывоопасной смеси в оборудовании 1 контура;

– исключения срыва циркуляции теплоносителя по первому контуру в режиме естественной циркуляции.

Система обеспечивается питанием от источников аварийного электроснабжения I группы и выполняет свои функции во всех режимах работы блока, включая аварийные.

Оборудование системы аварийного газоудаления расположено внутри герметичного объема здания реактора UJA.

Система КТР представляет собой комплекс электроприводной запорной арматуры с соединительными трубопроводами, расположенными между оборудованием 1 контура (реактором, парогенераторами, компенсатором давления) с одной стороны и барботажным баком (ББ) и гермообъемом (ГО) – с другой (рисунок 2.1.6.1).

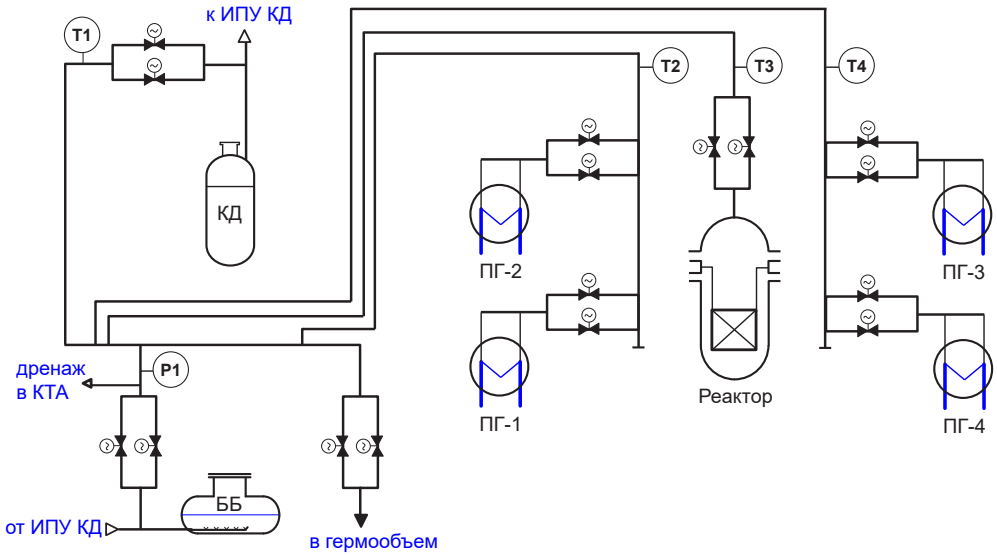


Рисунок 2.1.6.1
Технологическая схема системы КТР

Надежность выполнения системой своих функций обеспечивается принятым в проекте резервированием арматуры. Блоки клапанов на трубопроводах системы от каждого ПГ, на трубопроводах от реактора и КД, а также – перед барботажным баком и перед сбросом ПГС в гермообъем состоят из двух параллельно установленных запорных клапанов. При этом для выполнения системой своих функций достаточно открытия одного из двух параллельно установленных клапанов на соответствующих линиях сброса.

Для отвода возможных протечек теплоносителя 1 контура через запорную арматуру предусмотрена линия дренажа в систему сбора организованных протечек КТА. Наличие протечек контролируется с помощью датчика давления в общем трубопроводе отвода парогазовой смеси.

Проект системы аварийного газоудаления для Нововоронежской АЭС-2 имеет следующие отличия от проекта системы для РУ В-320:

– резервирование арматуры на трактах сброса от реактора и КД приведено в соответствие с резервированием арматуры на трактах сброса от ПГ (на каждом тракте сброса предусмотрено по два параллельно установленных клапана);

– трассировка трубопроводов сброса от реактора и парогенераторов, соединенных попарно, до помещения барботера выполнена раздельными трубопроводами;

– в помещении барботера дополнительно введен сброс среды в герметичный объем, минуя барботер;

– предусмотрен контроль давления в трубопроводах между арматурами и температуры трубопроводов для контроля протечек в запорной арматуре.

2.1.6.2 Контроль и управление системой

Информация о состоянии системы аварийного газоудаления при эксплуатации предусматривает измерение следующих параметров:

– температуры металла трубопроводов отвода парогазовой смеси из реактора, КД и коллекторов ПГ;

– давления в общем трубопроводе отвода парогазовой смеси.

Управление арматурой системы осуществляется оператором дистанционно с БПУ или РПУ. При этом управление параллельно установленной арматурой производится в двух независимых каналах системы безопасности. Мнемосхема второго канала системы КТР приведена на рисунке 2.1.6.2.

Рисунок 2.1.6.2
Мнемосхема системы КТР на панели БПУ (второй канал)

2.1.6.3 Режимы работы системы

В режимах нормальной эксплуатации, за исключением режима планового расхолаживания РУ, система находится в режиме ожидания: все запорные клапаны системы находятся в закрытом положении, трубопроводы системы между клапанами сброса среды из оборудования РУ и клапанами сброса среды в барботер и герметичный объем заполнены азотом.

В режиме планового расхолаживания РУ система используется оператором для расхолаживания крышки реактора и коллекторов ПГ путем открытия соответствующих трактов от оборудования в барботер согласно инструкции по эксплуатации РУ.

Система аварийного газоудаления может использоваться в режимах расхолаживания при обесточивании для расхолаживания верхней части реактора с целью исключения «зависания» температуры крышки корпуса реактора.

В аварийных режимах система может быть использована оператором для удаления неконденсирующихся газов из верхних точек первого контура (реактор, коллектора парогенератора, КД).

При запроектных авариях, связанных с плавлением активной зоны, система предназначена для снижения давления в первом контуре до 1 МПа путем сброса среды из КД в герметичный объем.

2.1.7 СИСТЕМА АВАРИЙНОГО РАСХОЛАЖИВАНИЯ ПГ (JNB10-40)

Система аварийного расхолаживания ПГ 1JNB10-40 является активной системой расхолаживания ПГ и предназначена для:

– отвода остаточных тепловыделений активной зоны реактора и расхолаживания реакторной установки в аварийных ситуациях, связанных с обесточиванием или потерей возможности нормального отвода тепла по второму контуру, включая течи паропроводов и трубопроводов питательной воды ПГ;

– отвода остаточных тепловыделений активной зоны реактора и расхолаживания реакторной установки в аварийных ситуациях, связанных с разуплотнением первого контура, включая разрыв трубопровода первого контура и течь из первого контура во второй.

Система аварийного расхолаживания парогенераторов состоит из двух каналов: 11JNB10 и 12JNB30 (рисунок 2.1.7.1).

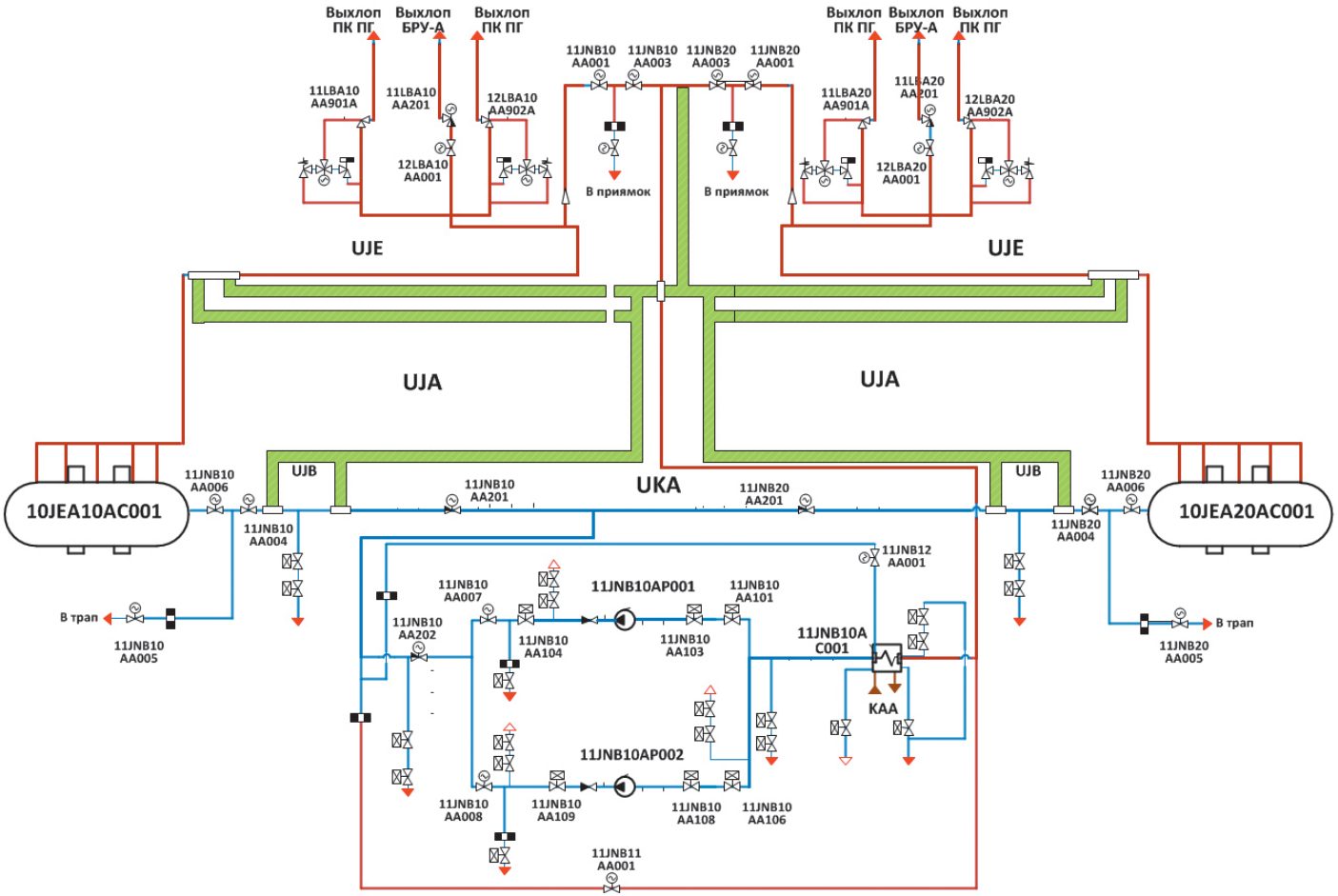


Рисунок 2.1.7.1
Система аварийного расхолаживания парогенераторов 1 канал

Каждый канал системы подключен к двум парогенераторам: соответственно ПГ 1,2 и ПГ 3,4.

Каждый канал системы включает в себя трубопроводы связи с паропроводами двух парогенераторов, теплообменник аварийного расхолаживания 11, 12, JNB10, 30, насосы аварийного расхолаживания и трубопроводы возврата конденсата в соответствующие каналу парогенераторы.

На трубопроводах подвода пара к теплообменнику аварийного расхолаживания от каждого парогенератора установлены быстродействующие запорные клапаны.

На напорном трубопроводе для защиты насосов от обратного тока рабочей среды установлены обратные клапаны. Для обеспечения возможности проверки работы насоса во всем рабочем диапазоне предусмотрена линия опробования с дросселирующим устройством и запорной арматурой.

Для отвода тепла от теплообменников аварийного расхолаживания (технологических конденсаторов) подводится охлаждающая вода от соответствующих каналов системы промконтура ответственных потребителей реакторного здания 10UJA (1 KAA).

Система дистанционного и автоматического управления системой обеспечивает необходимые технологические действия по выполнению системой функций и контроль за состоянием ее элементов.

Система 1JNB10-40 выполнена двухканальной, отказ элементов в одном канале не приводит к невыполнению заданных функций в другом канале.

Насосы системы аварийного расхолаживания парогенераторов JNB 10, 30 выполнены с резервированием, один из насосов является рабочим, один резервный. Отказ насоса системы аварийного расхолаживания ПГ не приводит к невыполнению системой своих функций, поскольку оставшийся в работе насос способен обеспечить подачу воды в ПГ.

Оборудование, арматура и трубопроводы в системе 1JNB10-40 выполнены из коррозионно-стойкой стали аустенитного класса.

Во всех режимах, требующих работы системы, отвод тепла к конечному поглотителю (брызгальные бассейны) осуществляется по цепочке: реактор – парогенератор – система 1JNB10-40 – система промконтура ответственных потребителей здания 10UJA 1 KAA – система охлаждающей воды ответственных потребителей 1 PE – брызгальный бассейн.

Система аварийного расхолаживания парогенераторов является активной частью системы аварийного отвода тепла через парогенераторы как при плотном первом и втором контуре, так и при возникновении течей в первом или во втором контуре.

В режимах нормальной эксплуатации система не функционирует и находится в состоянии ожидания, проходя периодические проверки.

В аварийных режимах, связанных с потерей возможности нормального отвода тепла по второму контуру, активная система САР-ПГ, как и система пассивного отвода тепла (СПОТ), обеспечивает отвод тепла в размере не менее 2 % от тепловой мощности реактора (64 МВт) при номинальных параметрах реакторной установки.

В аварийных режимах, связанных с разуплотнением первого контура, включая разрыв трубопровода ГЦТ, система обеспечивает расхолаживание парогенераторов и отвод остаточных тепловыделений активной зоны реактора для расхолаживания первого контура и для ограничения роста давления в защитной оболочке за счет уменьшения выхода энергии в объем защитной оболочки из горячих парогенераторов.

Основное оборудование системы располагается в здании 10UKA на отметке +4,8 м.

Элементы системы 1JNB10-40 по влиянию на безопасность являются элементами, важными для безопасности, а по характеру выполняемых функций – элементами защитной и локализующей систем безопасности. Все элементы системы относятся ко 2 классу безопасности и имеют классификационное обозначение – 23Л, 23.

Краткое описание оборудования

Насос аварийного расхолаживания ПГ 11JNB10A, 12JNB30 – центробежный, одноступенчатый с торцевым уплотнением вала.

Теплообменник аварийного расхолаживания – вертикальный кожухотрубный теплообменник с теплопередающей поверхностью змеевикового типа, одноходовой по трубному и межтрубному пространствам (рисунок 2.1.7.2а-б).

Теплообменник выполнен из нержавеющей стали.

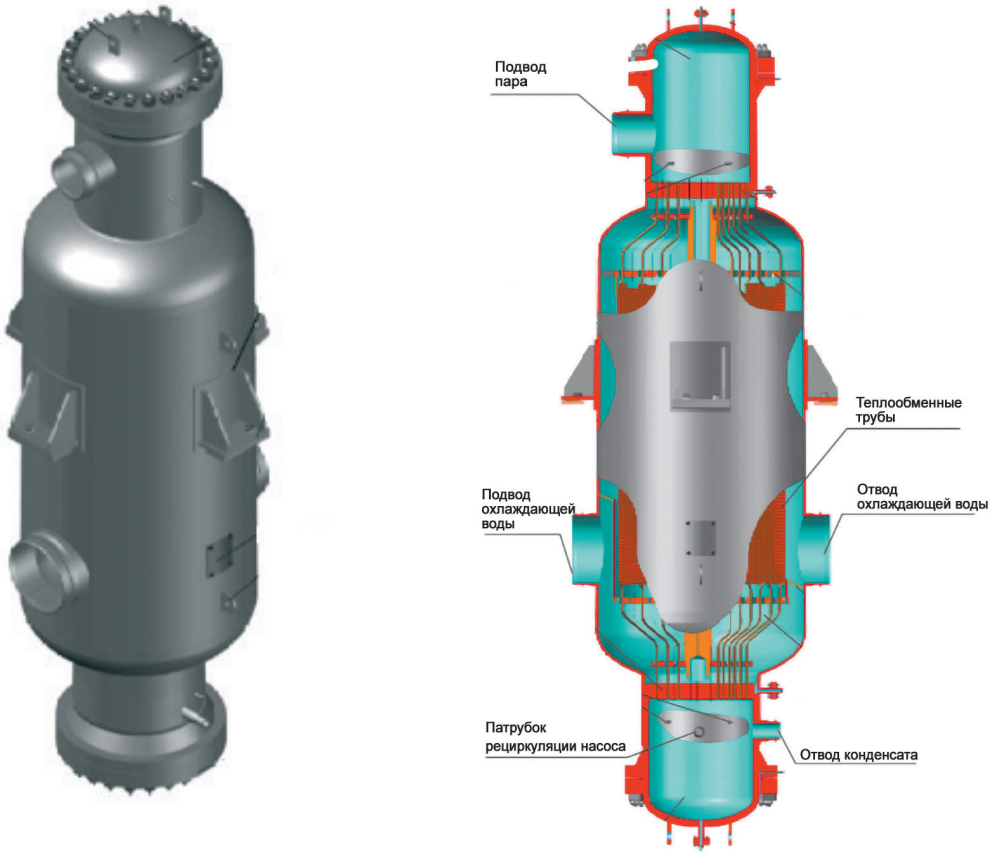


Рисунок 2.1.7.2а-б
Теплообменник аварийного расхолаживания

Теплообменник 11,12JNB10,30 состоит из нижней и верхней коллекторных камер, двух съемных крышек, корпуса, патрубков, опор, строповых устройств.

Внутри корпуса, состоящего из обечайки и двух днищ, находится межтрубное пространство, в котором расположены цилиндрические многозаходные змеевики и перегородка, разделяющая объем между обечайкой и межтрубным пространством на две части.

Охлаждаемая среда (пар) движется сверху вниз по трубному пространству (цилиндрические многозаходные змеевики, коллекторные камеры).

Через верхний патрубок подводится пар, который конденсируется в трубном пространстве, а образующийся конденсат отводится через нижний патрубок.

Охлаждающая среда подается в корпус теплообменника через патрубок, поступает в межтрубное пространство через отверстие в нижней перегородке и движется вверх, охлаждая среду второго контура, проходящую внутри змеевиков, выходит через отверстия в верхней перегородке и отводится через патрубок в нижней части корпуса.

Технические характеристики насосов и теплообменников аварийного расхолаживания ПГ 11JNB10,30 приведены в таблице 2.1.7.1.

Таблица 2.1.7.1
Технические характеристики насосов и теплообменников аварийного расхолаживания ПГ 11JNB10,30

	Наименование параметра	Значение
Насос типа A125-NED-265-22-A8-FE		
	Перекачиваемая среда	Конденсат пара 2 контура
	Температура перекачиваемой среды, °С, не более	130
	Номинальный напор, м	80
	Номинальная подача, $м^3$/ч	130
Охлаждающая среда – межтрубное пространство		
	Тип среды	Промконтур ответственных потребителей (КАА)
	Расход, т/ч	2500
	Температура охлаждающей воды, °С:	
	на входе	13÷46
	на выходе	не более 74
	Давление среды, МПа	1,0
Охлаждаемая среда – трубное пространство		
	Тип среды	пар, пароводяная смесь, вода
	Расход, т/ч	130
	Температура (пар, вода), °С	
	на входе	296÷100
	на выходе	не более 90
	Давление среды, МПа	8,1

Для обеспечения контроля, регулирования и управления основным технологическим процессом в системе 1JNB10-40, для поддержания параметров, характеризующих протекание процессов в пределах, заданных проектом, предусматриваются системы управления и контроля.

Управление всеми элементами, имеющими электропривод, контроль за положением (состоянием) элементов, контроль технологических параметров, а также предупредительная и аварийная сигнализация в полном объеме выполнены на БПУ и РПУ (рисунок 2.1.7.3.).

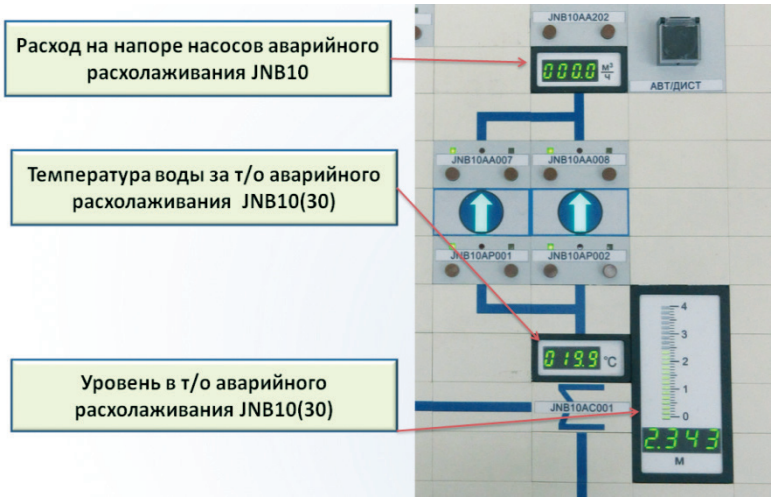


Рисунок 2.1.7.3
Схема контроля технологических параметров САР ПГ на БПУ/РПУ

При возникновении исходных событий аварии, требующих срабатывания системы, в проекте реализовано автоматическое включение системы в работу, не требующее вмешательства оператора.

Помимо автоматического управления в проекте системы предусмотрена возможность дистанционного управления оборудованием и арматурой системы оператором, для этого на БПУ и РПУ (на панелях безопасности и в СВБУ) предусмотрены средства управления механизмами системы аварийного расхолаживания ПГ, позволяющие осуществить дистанционный запуск любого канала систем для выполнения функции безопасности.

В аварийных режимах дистанционное управление производится в случае отказа автоматического запуска канала системы, а также на заключительном этапе аварии, когда блок переведен в стационарное, безопасное, расхоло-

женное состояние и имеется возможность вывода из работы избыточного оборудования.

При нормальной эксплуатации система аварийного расхолаживания ПГ 1JNB10-40 находится в дежурстве (в режиме ожидания).

В режиме ожидания каналы системы 1JNB10-40 должны быть подключены к паровому коллектору. Арматура на линиях возврата конденсата в ПГ должна быть закрыта.

В режиме ожидания арматура на линиях дренажа с теплообменников (для его прогрева) должна быть открыта, при этом уровень в теплообменниках системы 11,12JNB10,30 должен поддерживаться в пределах от 4 до 4,1 м. При включении системы в работу арматура на линиях дренажа с теплообменников системы закрывается.

Работа системы 1JNB10-40 в аварийных режимах

Работа системы 1JNB10-40 требуется в аварийных режимах для выполнения функций:

– отвода остаточных тепловыделений активной зоны реактора и расхолаживания реакторной установки в аварийных ситуациях, связанных с обесточиванием или потерей возможности нормального отвода тепла по второму контуру, включая течи паропроводов и питательных трубопроводов ПГ;

– отвода остаточных тепловыделений активной зоны реактора и расхолаживания реакторной установки в аварийных ситуациях, связанных с разуплотнением первого контура, включая разрыв трубопровода первого контура и течь из первого контура во второй.

Система автоматически включается в работу по следующим сигналам:

– течь первого контура (уменьшение запаса до кипения в любой из горячих ниток петель до 8 °С);

– обесточивание шин аварийного электропитания;

– течь второго контура (снижение давления в ПГ до величины 5,53 МПа при $\Delta T_{sI\text{-}II}$ >70 °С) и последующее повышение давления в ПГ до 7,1 МПа);

– течь второго контура (некомпенсируемая) (снижение давления в ПГ до величины 5,04 МПа, температура в горячих нитках петель более 150°С при $\Delta T_{sI\text{-}II}$ > 70 °С);

– совпадение сигналов: снижение уровня воды в ПГ на 900 мм от $H_{ном}$ и температура в горячих нитках петель более 150 °С;

– течь из первого контура во второй;

– рост давления в парогенераторах до величины 8,0 МПа.

В данном случае оперативный персонал, выполняет действия, предписанные «Инструкцией по ликвидации проектных аварий».

Переключение режимов регулятора САР ПГ

Функция УСБТ «Переключение режимов регулятора САР ПГ» предназначена для выбора необходимого режима работы регулятора САР в зависимости от аварийных условий.

Регулятор САР имеет следующие режимы работы:

– поддержание постоянного давления в ПГ равного 6,7 МПа;

– поддержание постоянной скорости расхолаживания ПГ 30 °С/ч;

– поддержание постоянной скорости расхолаживания ПГ 60 °С/ч;

– поддержание температуры на выходе из технологического конденсатора в пределах от 60 °С до 70 °С;

– поддержание текущего давления в ПГ.

Ключ переключения режимов регулятора находится на БПУ/РПУ (рисунок 2.1.7.4)

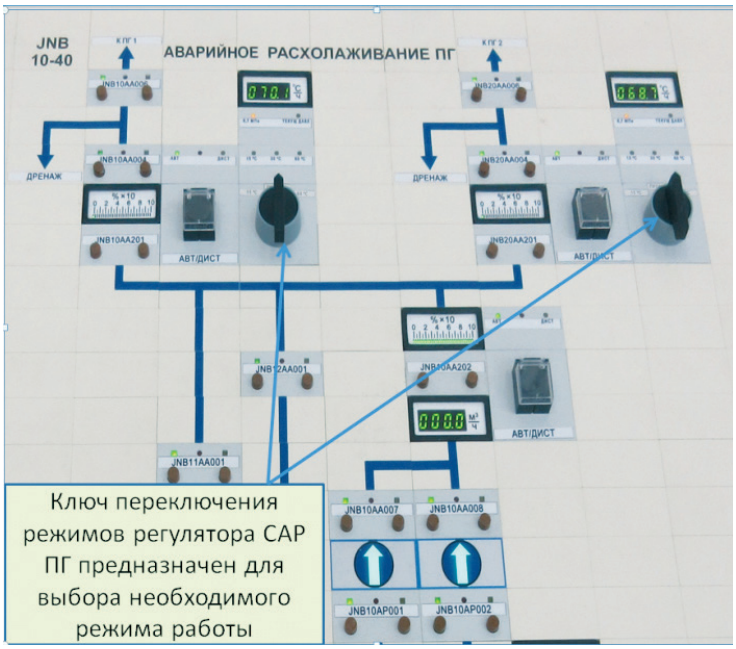


Рисунок 2.1.7.4
Ключ переключения режимов регулятора

Поддержание температуры на выходе из теплообменника САР ПГ в пределах от 60 °С до 70 °С производится воздействием на регулирующие клапаны, расположенные на общих напорных трубопроводах насосов САР ПГ.

Поддержание остальных параметров, связанных с конкретным парогенератором, производится воздействием на регулирующие клапаны, расположенные на трубопроводах возврата конденсата в соответствующий парогенератор.

Дополнительно в функции реализован контроль максимальной скорости расхолаживания ПГ, при превышении величины 65 °С/ч принудительно закрывается регулирующий клапан по функции «Защита».

Воздействие регулятора на регулирующий клапан по функции поддержания постоянной температуры на выходе из технологического конденсатора производится при превышении этой температурой величины 75 °С или при переводе оператором регулятора в режим «Автомат».

Отключение регулятора (перевод в режим «Дистанция») производится при температуре на выходе из технологического конденсатора менее 60 °С.

Воздействие регулятора на регулирующие клапаны для поддержания других условий производится при наличии сигнала «Включение САР» из функции управления УСБТ ВС12 или при переводе оператором регулятора в режим «Автомат».

Уставка поддержания постоянного давления в ПГ, равная 6,7 МПа, включается при отсутствии других сигналов на включение других уставок.

Уставка поддержания постоянной скорости расхолаживания ПГ 30 °С/ч включается оператором и действует при отсутствии сигналов «60 °С/ч», «15 °С/ч» и «Текущее давление».

Уставка поддержания постоянной скорости расхолаживания ПГ 60 °С/ч включается при наличии сигнала «Течь из первого контура во второй контур ($Т_{1к}$ > 220 °С)» или наличии сигнала «Течь первого контура», или оператором и действует при отсутствии сигналов включения уставок «15 °С/ч» и «Текущее давление».

Уставка поддержания постоянной скорости расхолаживания ПГ 15 °С/ч включается оператором и действует при отсутствии сигнала включения уставки «Текущее давление».

Уставка поддержания текущего давления в ПГ включается при наличии сигнала «Течь из первого контура во второй контур ($Т_{1к}$ < 220 °С)» независимо от наличия сигналов включения других уставок.

2.1.8 СИСТЕМА ПАССИВНОГО ОТВОДА ТЕПЛА (JNB50-80)

2.1.8.1 Состав и функции системы СПОТ

Система аварийного отвода тепла через парогенераторы состоит из двух частей – активной части САР ПГ, о которой было сказано выше, и пассивной части СПОТ.

СПОТ является защитной системой безопасности, основанной на пассивном принципе действия, обеспечивающей отвод остаточных тепловыделений от активной зоны реактора через второй контур.

СПОТ выполняет заданные функции при проектных и запроектных авариях, приводящих к необходимости пассивного отвода тепла от реакторной установки для поддержания ее в безопасном состоянии.

СПОТ имеет четыре независимых контура.

Согласно принятым проектным характеристикам оборудования, трех работоспособных контуров циркуляции достаточно для осуществления системой своих функций в полном объеме в любом требующем ее работы режиме.

Оборудование СПОТ должно выдерживать нагрузки от сейсмического воздействия уровня максимального расчетного землетрясения, воздействия затекания внешней ударной волны, воздействия падения самолета.

СПОТ обеспечивает непрерывный отвод остаточных тепловыделений (до 2 % от номинальной мощности РУ) при авариях, протекающих с отказом каналов активной системы безопасности САР ПГ при наличии нормального или аварийного электропитания, при запроектных авариях с потерей всех источников электроснабжения переменного тока.

СПОТ вступает в работу под действием пассивного привода через 30 секунд после потери всех источников электроснабжения переменного тока.

При течах первого контура (по сигналу «Разница между температурой насыщения и температурой горячих ниток петель менее 8 °С) регулирующее устройство СПОТ автоматически переходит в открытое положение.

Каналы системы физически разделены и полностью независимы друг от друга: независимы технологические части, системы управления, обеспечивающие системы, места расположения оборудования, трубопроводов, кабелей, элементов управления и т. д., благодаря чему отказ в одном канале не может привести к отказу в другом канале.

Данное схемное решение и компоновка оборудования позволяет исключить зависимые отказы и отказы по общей причине, связанные с расположением оборудования, а также влияние любых видов работ, выполняемых на оборудовании одного из каналов (ремонт, техническое обслуживание), на другой канал.

СПОТ включает в себя следующие основные элементы:

- трубопроводы пароконденсатного тракта с арматурой;
- воздуховоды;
- теплообменные модули.

В состав каждого теплообменного модуля входят:

- затворы воздушные (на входе и на выходе модуля);
- теплообменник;
- регулирующее устройство с приводом пассивного действия;
- кожух теплообменного модуля.

Воздуховод предназначен для транспортировки нагретого воздуха от теплообменников СПОТ к выходному коллектору и представляет собой сборно-разборную конструкцию, выполненную из отдельных звеньев и покрытых с внешней стороны теплоизоляцией (рисунок 2.1.8.1).

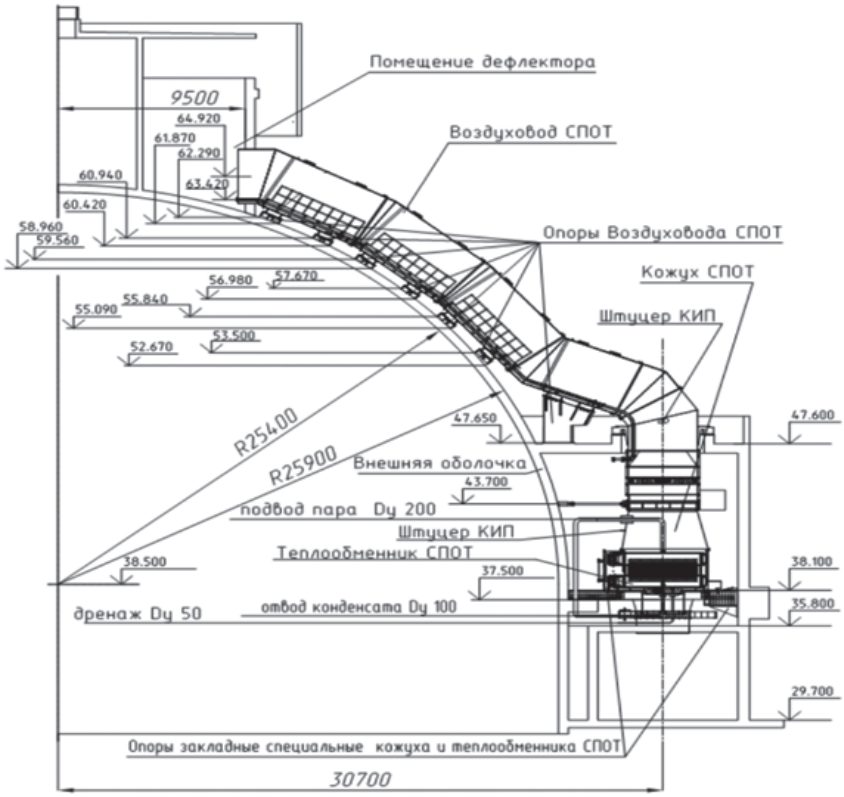


Рисунок 2.1.8.1
Разрез воздуховодов СПОТ

Теплообменник в разрезе показан на рисунке 2.1.8.2.

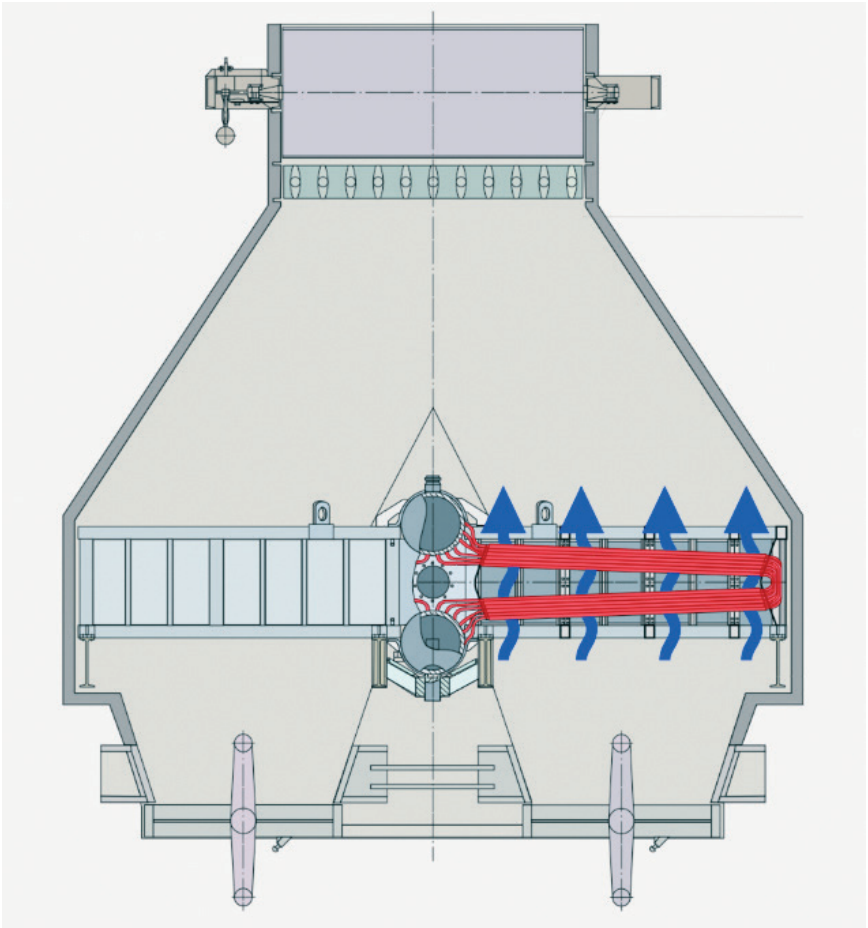


Рисунок 2.1.8.2
Теплообменник СПОТ в разрезе

Кожух теплообменного модуля предназначен для организации потока воздуха через теплообменник СПОТ и уменьшения тепловых потерь в помещения, в которых располагаются теплообменные модули.

Кожух теплообменного модуля представляет собой сборно-разборную конструкцию, выполненную из металлических листов и покрытую с внешней стороны теплоизоляцией.

Общий вид теплообменного модуля СПОТ показан на рисунке 2.1.8.3.

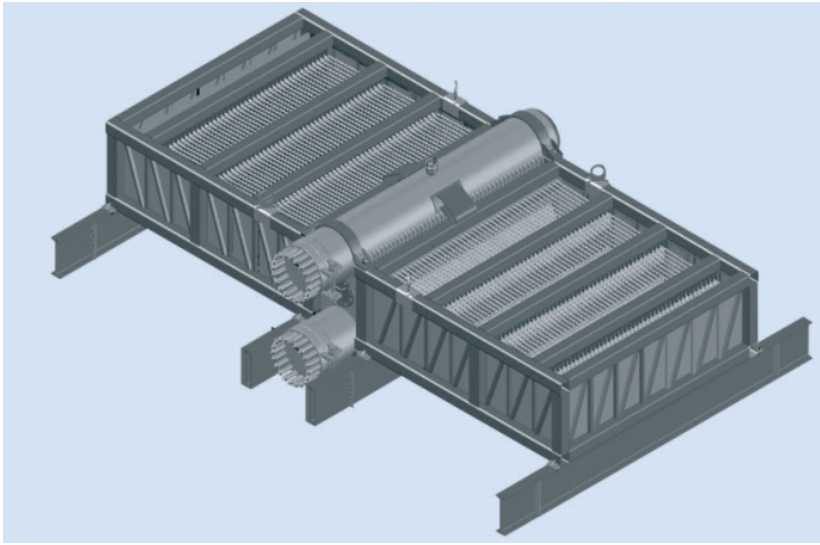


Рисунок 2.1.8.3
Общий вид теплообменного модуля СПОТ

При работе системы в теплообменнике СПОТ за счет его охлаждения атмосферным воздухом происходит конденсация пара, поступающего из парогенератора.

Технические характеристики теплообменника СПОТ представлены в таблице 2.1.8.1.

Таблица 2.1.8.1
Технические характеристики теплообменника СПОТ

Наименование	Количество, шт.	Основные технические характеристики оборудования
Теплообменник системы пассивного охлаждения	8	Тепловая мощность – 8 МВт (при температуре охлаждающего воздуха + 38 °С); Рабочая среда: – в трубках – пар, конденсат; – в межтрубном пространстве – воздух. Давление воздуха – атмосферное. Давление по паровому и конденсатному тракту – 8,1 МПа. Температура: – пара/конденсата – 300 °С; Температура воздуха на входе/выходе в теплообменник – 38/300 °С.

Воздушные затворы установлены на входе в теплообменный модуль перед теплообменником и после теплообменника на выходе теплообменного модуля (рисунок 2.1.8.3).

На входе в теплообменный модуль установлены два одинарных воздушных затвора, на выходе из модуля – один сдвоенный затвор.

Затворы предназначены для обеспечения герметичности и теплоизоляции теплообменника, находящегося в режиме ожидания при нормальных условиях эксплуатации РУ. Верхний и нижний затворы оснащены электромагнитами, удерживающими их в закрытом состоянии.

Рисунок 2.1.8.3
Воздушные затворы теплообменного модуля

Регулирующее устройство оснащено двумя приводами: приводом пассивного принципа действия и дублирующим приводом активного действия.

Приводы активного действия имеют электропитание от системы аварийного электроснабжения первой категории, которое обеспечивает оператору возможность управления регулирующим устройством.

Функционирование регулирующего устройства обеспечивается посредством привода пассивного действия от рабочей среды второго контура.

Регулирующее устройство имеет следующий алгоритм работы при давлении среды в приводах:

• при давлении (6,75 + 0,1) МПа и более лопатки шибера находятся в открытом положении;

• при снижении давления от 6,75[1] до 6,5 МПа лопатки шибера находятся в открытом положении или начинают закрываться;

• при снижении давления от 6,5 до 5,8 МПа лопатки шибера закрываются;

• при давлении 5,8 МПа и менее лопатки шибера находятся в закрытом положении;

• при повышении давления от 5,8 до 6,05 МПа лопатки шибера находятся в закрытом положении или начинают открываться;

• при повышении давления от 6,05 до 6,75 МПа лопатки шибера открываются.

Регулирующее устройство имеет возможность дистанционного и местного управления открытием лопаток шибера вне зависимости от давления второго контура.

Время полного открытия лопаток шибера в режиме дистанционного управления – не более 15 с.

Привод пассивного принципа действия предназначен для длительной работы во время аварии. Привод пассивного принципа действия регулирующего устройства представляет собой поршневой механизм, поршень выполнен из стального сильфона со штоком и блока винтовых цилиндрических пружин.

Перемещение штока осуществляется под действием давления пара на поршень с одной стороны и пружины с другой.

Направление движения штока и, следовательно, открытие или закрытие регулирующего устройства зависит от соотношения сил, создаваемых пружиной и давлением пара на поршень.

В состав СПОТ входит система диагностики течи (СДТ), предназначеная для выполнения информационных функций.

В состав СДТ СПОТ входят акустические датчики с волноводами (16 шт., по 2 шт. на каждом кожухе СПОТ).

Течь теплообменника СПОТ по пару (свищ) сопровождается специфическим звуком, который регистрируется акустическими датчиками.

Система СДТ СПОТ имеет три режима работы, два из которых – режимы самодиагностики исправности системы и режим диагностики течи.

В режиме «Диагностика течи» (постоянный режим работы системы) показания всех акустических датчиков сравниваются с заданным порогом, и в случае его превышения включается таймер, который отсчитывает длительность сигнала течи. При превышении таймером заданного значения длительности сигнала течи в память контроллера заносятся дата и время начала течи, а для верхнего уровня АСУ ТП формируется сигнал о начале течи.

СПОТ является системой, важной для безопасности, а по характеру выполняемых функций – защитной системой безопасности. Элементы системы по НП-001-15 относятся ко 2 классу безопасности. В соответствии с НП-089-15 трубопроводы и теплообменники системы относятся к группе В. Классификационное обозначение – 23Л.

В режиме нормальной эксплуатации функционирования системы не требуется, и СПОТ находится в режиме ожидания.

В режиме ожидания воздушные затворы находятся в закрытом состоянии, а положение регулирующего устройства определяется величиной давления в ПГ.

В аварийных ситуациях проект СПОТ предусматривает два режима работы системы:

– режим поддержания давления в ПГ в пределах (5,8÷6,75) МПа;

– режим расхолаживания РУ.

При возникновении исходного события СПОТ автоматически вступает в работу, воздушные затворы открываются, теплообменники выходят на проектную мощность, регулирующее устройство обеспечивает поддержание давления во втором контуре в пределах (5,8÷6,75) МПа.

Перевод регулирующего устройства в режим расхолаживания РУ осуществляется оперативным персоналом.

Проектная тепловая мощность одного теплообменника СПОТ составляет 8 МВт и снижается с уменьшением давления в ПГ (по мере расхолаживания РУ).

Система аварийного электроснабжения первой категории обеспечивает электропитанием электроприводные элементы СПОТ в условиях аварий, требующих функционирования СПОТ в режиме расхолаживания парогенераторов.

Режим поддержания давления в ПГ осуществляется пассивными регуляторами СПОТ прямого действия (от собственной среды); при этом функционирования системы электроснабжения не требуется.

Теплообменные модули СПОТ (расположены на отметке +36,55) с арматурой расположены в чистой зоне здания 10UJA. В здании 10UJA в ЗКД расположена арматура системы.

2.1.8.2 Режимы работы системы, оборудования СПОТ 1JNB50-80

В режиме **нормальной эксплуатации** воздушные затворы находятся в закрытом состоянии, а регулирующие устройства – в открытом. Режим работы системы «Дежурство».

При обесточивании электромагнитов по сигналам УСБТ или команде оператора затворы открываются под собственным весом (лопасть затвора – эксцентрик) и СПОТ вступает в работу.

Работа системы в аварийных режимах

Система может автоматически включаться в работу в случае отказа соответствующего канала системы аварийного расхолаживания (1JNB10-40) для поддержания давления пара во втором контуре.

Работа системы при запроектных авариях

Работа СПОТ при потере всех источников электроснабжения переменного тока при сохранении плотности первого контура

При обесточивании секции 0,4 кВ САЭ второй категории производится открытие воздушных затворов с задержкой 30 с.

Через тяговые шахты за счет естественной тяги возникает движение атмосферного воздуха, который охлаждает воздушные теплообменники СПОТ.

При значениях давления пара в парогенераторе более номинального регулятор остается в открытом состоянии.

При снижении давления пара в парогенераторе до 6,5 МПа под действием пассивного привода от давления пара второго контура заслонки регулирующего устройства начинают закрываться, полное закрытие заслонок происходит при давлении пара в парогенераторе 5,8 МПа.

При дальнейшем понижении давления во втором контуре регулирующее устройство остается в закрытом положении.

При повышении давления пара в парогенераторе до 6,05 МПа заслонки регулирующего устройства начинают открываться, полное открытие регулирующего устройства происходит при давлении 6,75 МПа.

При дальнейшем повышении давления пара во втором контуре регулятор остается в открытом состоянии.

Во время выхода СПОТ на номинальную мощность отвод остаточных тепловыделений происходит главным образом за счет сброса пара через БРУ-А.

В условиях невозможности подпитки парогенераторов при отсутствии источников энергоснабжения переменного тока уровень в ПГ снижается.

При снижении уровня на 900 мм ниже номинального значения по блокировке автоматически закрываются БЗОК и отсечная электроприводная арматура.

БРУ-А отсекаются от источника давления и также закрываются. Поэтому запаса воды в ПГ достаточно для работы СПОТ, дальнейший отвод остаточных тепловыделений осуществляется за счет работы СПОТ.

Регулирующее устройство обеспечивает поддержание давления во втором контуре в диапазоне от 5,8 до 6,75 МПа. К моменту закрытия БЗОК остаточные тепловыделения уже не превышают 2 % от номинальной мощности реактора, что предотвращает срабатывание предохранительных клапанов ПГ.

Поддержание реакторной установки в состоянии «горячего» резерва может осуществляться СПОТ в течение времени, необходимого для восстановления источников энергоснабжения переменного тока, но не менее 24 часов с начала аварии.

При необходимости СПОТ может быть переведен оператором в режим расхолаживания реакторной установки путем открытия регулирующего устройства, имеющего энергопитание от системы аварийного электроснабжения первой категории.

Работа СПОТ при потере всех источников электроснабжения переменного тока с разрывом паропровода ПГ в пределах или за пределами защитной оболочки

При возникновении исходного события срабатывает аварийная защита реактора, на поврежденном паропроводе по блокировке закрывается БЗОК. На трех неповрежденных петлях с задержкой по времени, определяемой темпом снижения давления, также закрываются БЗОК и вступают в работу теплообменные модули аналогично тому, как это изложено в предыдущем подразделе. После закрытия БЗОК на неповрежденных парогенераторах СПОТ поддерживает в реакторной установке параметры «горячего резерва» за счет работы на трех неповрежденных петлях.

Длительность пребывания реакторной установки в таком режиме не ограничена.

Место разрыва паропровода имеет значение лишь для параметров внутри защитной оболочки.

Работа СПОТ при потере всех источников электроснабжения переменного тока с разрывом первого контура (малые и большие течи)

При обесточивании секции 0,4 кВ САЭ второй категории с задержкой 30 секунд открываются воздушные затворы, СПОТ вводится в работу.

На первом этапе работы СПОТ происходит расхолаживание только ПГ по второму контуру, продолжительность его зависит от температуры наружного воздуха. СПОТ на этом этапе не участвует в отводе остаточных тепловыделений. Эту задачу выполняют подпитывающие активную зону гидроемкости. БЗОК закрываются только в случае снижения уровня в ПГ (например, вследствие утечки пара в коллектор собственных нужд и т. п.).

На втором этапе работы системы (после того, как температура второго контура станет ниже температуры первого контура) СПОТ на неповрежденных петлях переходит в режим конденсации пара первого контура и возврата конденсата в активную зону. При неработающей спринклерной системе давление в защитной оболочке практически выравнивается с давлением в первом контуре. Со временем из-за изменения суточной температуры наружного воздуха создаются условия, при которых конденсирующая мощность СПОТ может временно превысить парогенерирующую мощность активной зоны. В этот период времени через разрыв образуется поток пара обратного направления, что приведет к частичному возврату теплоносителя из защитной оболочки в первый контур.

Работа парогенератора в режиме конденсации пара сопряжена с поступлением в трубчатку неконденсирующихся газов.

При потере всех источников электроснабжения переменного тока с разрывом первого контура система пассивного отвода тепла 1JNB50-80 работает совместно с системой гидроемкостей первой ступени 1JNG10-40.

При возникновении исходного события с малой течью в отводе остаточных тепловыделений и одновременном расхолаживании реакторной установки участвует СПОТ, задача которой – снизить давление до уставок срабатывания гидроемкостей первой и второй ступеней. Такую же задачу СПОТ выполняет при течах из первого контура во второй (например, течи из-за разуплотнения крышек коллекторов ПГ).

Для обеспечения работоспособности системы пассивного отвода тепла при запроектных авариях необходимо функционирование следующих смежных систем:

– системы парогенераторов (1 JEA);

– системы аварийного электроснабжения первой категории;

– системы КИП.

Для обеспечения работоспособности СПОТ со стороны связанных систем требуется соблюдение условий:

– отсутствие течи среды (пара или воды);

– парогенератор оснащен отдельным штуцером для приема конденсата СПОТ, конец конденсатной линии должен быть заведен под уровень воды на глубину расположения нижней трети трубчатки;

– паропроводы СПОТ присоединяются к паровым коллекторам ПГ со стороны их глухих торцов.

Система аварийного электроснабжения первой категории обеспечивает электропитанием электроприводные элементы системы 1JNB50-80 в условиях аварий, требующих функционирования СПОТ в режиме расхолаживания парогенераторов. Режим поддержания давления в ПГ осуществляется пассивными регуляторами СПОТ прямого действия (от собственной среды), при этом функционирования системы электроснабжения не требуется.

Алгоритмы УСБТ в части работы СПОТ

Функция ВС13 – Управляющая система безопасности технологическая: «Полное открытие регулятора СПОТ»

Функция ВС13 обеспечивает перевод СПОТ в режим расхолаживания путем полного открытия регулятора, расположенного в воздушном тракте за теплообменником СПОТ.

Логика формирования выходных команд и сигналов в комплектах управления 1 и 2 одинакова.

Функция ВС14 – Управляющая система безопасности технологическая: «Включение СПОТ при не включении САР ПГ»

Функция ВС14 обеспечивает включение СПОТ отдельного парогенератора в случае, когда по технологическим параметрам должна работать активная система аварийного расхолаживания парогенератора (САР), а она не выполняет своих функций в отношении данного парогенератора.

Логика формирования выходных команд и сигналов в комплектах управления 1 и 2 одинакова.

Предусматривается активное и пассивное включение СПОТ в работу.

Пассивное включение СПОТ в работу (обесточивание электромагнитов, удерживающих в закрытом состоянии воздушные затворы) производится при обесточивании секции надежного электропитания и не восстановлении электропитания в течение 30 секунд (время, достаточное для пуска и ступенчатого нагружения аварийного дизельгенератора). Удержание напряжения в течение 30 секунд в обесточенной цепи электропитания электромагнита осуществляется с помощью конденсатора.

Рассматриваемая функция управления BC14 предполагает активное включение СПОТ в работу.

При наличии команды из комплекса технических средств TXS или из комплекса альтернативных технических средств производится размыкание цепи переменного тока, питающего электромагниты, удерживающие в закрытом состоянии воздушные затворы.

Для исключения ложного включения СПОТ на время выхода САР на проектную эффективность, предусматривается задержка размыкания цепи в течение 118 секунд.

2.1.9 СИСТЕМА ЗАЩИТЫ ПЕРВОГО КОНТУРА ОТ ПРЕВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

2.1.9.1 Назначение и структура системы

Система защиты первого контура от превышения давления предназначена для защиты оборудования и трубопроводов РУ от избыточного превышения давления в первом контуре при проектных и запроектных авариях за счет работы импульсных предохранительных устройств КД, установленных на трубопроводе сброса пара из парового пространства КД в барботажный бак.

Пропускная способность, количество ИПУ и уставки на их открытие были определены таким образом, чтобы в проектных режимах в любой точке защищаемого оборудования давление при срабатывании ИПУ не превышало расчетное более чем на 15 % с учетом времени срабатывания и динамики переходных процессов.

За расчетное давление (максимальное избыточное давление в оборудовании или трубопроводах, используемое при расчете на прочность при выборе основных размеров) для первого контура в проекте принято давление

равное 17,64 МПа. Кроме того, определено, что расчетное давление равно соответствующему значению рабочего давления.

Критерием выполнения ИПУ КД своих функций при проектной работе АЗ реактора является непревышение давления в первом контуре выше 115 % расчетного значения: 17,64 х 1,15 = 20,29 МПа.

Критерием выполнения ИПУ КД своих функций в запроектных авариях типа ATWS является непревышение давления в первом контуре выше 135 % расчетного значения: 17,64 х 1,35 = 23,81 МПа.

При тяжелых авариях давление в первом контуре не должно превышать значения давления гидроиспытаний 1 контура на прочность: 17,64 х 1,39 = 24,5 МПа.

Количество устанавливаемых импульсно-предохранительных устройств определено по принципу n+1 (где n – количество ИПУ, обеспечивающее необходимый для снижения давления расход сбрасываемой среды), гарантирующему, что давление в первом контуре не превысит рабочее более чем на 15 % даже при отказе импульсно-предохранительного устройства с наименьшей уставкой на открытие. Таким образом, структурное резервирование ИПУ КД определяется формулой 3 х 50 %.

В качестве проектного режима для определения пропускной способности ИПУ выбран режим закрытия стопорных клапанов турбины, сопровождающийся максимальным повышением давления в первом контуре.

2.1.9.2 Технологическая схема системы

В состав системы защиты первого контура от превышения давления входят:

– три ИПУ КД, которые могут работать как по активному, так и по пассивному принципам действия;

– трубопроводы сброса от КД до ИПУ с элементами крепления;

– контрольно-измерительные приборы.

ИПУ КД входят в состав системы компенсации давления (JEF) и располагаются в здании реактора (UJA) на отметке +29,41.

Технологическая схема ИПУ КД приведена на рисунке 2.1.9.1.

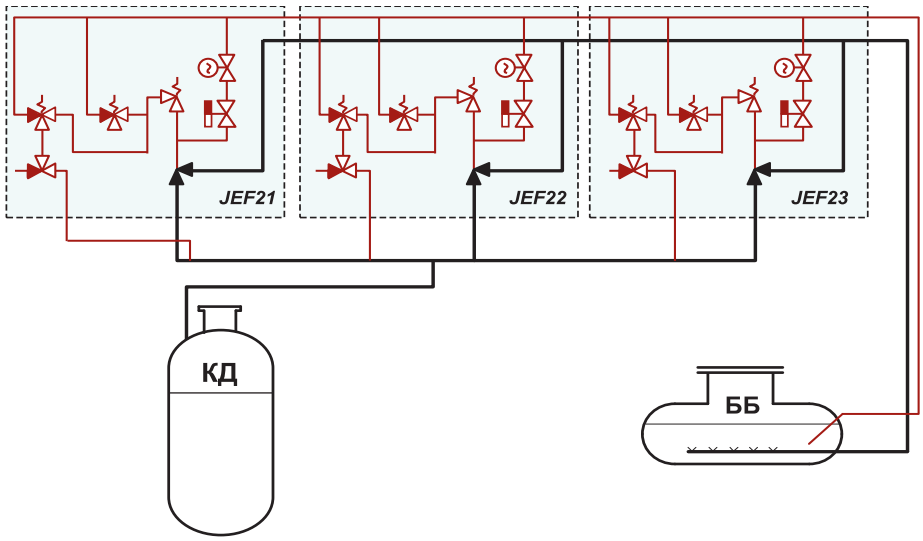


Рисунок 2.1.9.1
Технологическая схема ИПУ КД JEF21-23

Первое ИПУ является контрольным и обеспечивает сброс избыточного давления рабочей среды из компенсатора давления в барботажный бак при достижении уставки «открытия» равной 18,01 МПа. Остальные два ИПУ – рабочие, обеспечивают сброс избыточного давления рабочей среды при достижении уставки «открытия» равной 18,5 МПа.

На трубопроводе сброса (245 х 19 мм) имеются:

– три штуцера под трубу 38 х 3,5 мм для сброса пара через импульсные клапаны ИПУ в барботажный бак;

– три тройника под трубу 133 х 14 мм для сброса пара через главный клапан ИПУ в барботажный бак;

– штуцер под трубу 76 х 7 мм для сброса парогазовой смеси из КД в систему аварийного газоудаления (КТР);

– три тройника под трубу 18 х 2,5 мм для связи с системой газовых сдувок (КТВ20);

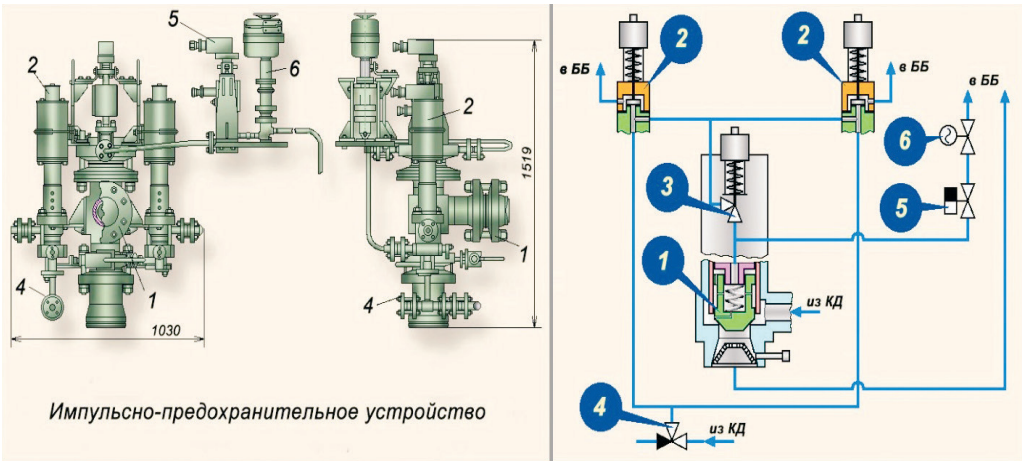
– штуцер под трубу 14 х 2 мм для отбора пара в систему отбора проб (KUA).

Для восприятия весовых нагрузок и обеспечения сейсмостойкости трубопровода сброса применены жестко закрепленные опоры в районе ИПУ, а также подвески, растяжки и гидравлические амортизаторы на участках трубопроводов.

Конструкция и расположение трубопроводов сброса позволяют производить контроль и, при необходимости, ремонт.

2.1.9.3 Краткое описание конструкции ИПУ КД

Каждое ИПУ представляет собой блочную конструкцию и состоит из главного клапана с поршневым приводом (ГК), двух импульсных клапанов (ИК), импульсных трубопроводов, клапана настройки пружин ИК от постороннего источника давления (КН), одного отсечного клапана (ОК) и дополнительной линии управления главным клапаном (ДЛУ) с двумя последовательно установленными запорными клапанами, один из которых имеет электромагнитный, а другой – электрический привод (рисунок 2.1.9.2).



1. Главный клапан 2. Импульсный клапан 3. Отключающий клапан
4. Клапан настройки пружин 5. Клапан электромагнитный ДЛУ (КЭМ3)
6. Клапан запорный с электродвигателем ДЛУ (КЗЭП).

Рисунок 2.1.9.2
Внешний вид и принципиальная схема ИПУ КД УФ50024-100-12

Главный клапан является основным составляющим элементом ИПУ и предназначен для сброса рабочей среды из системы первого контура в барботажный бак. Клапан работает по принципу разгрузки. В режиме «ожидания» ГК удерживается в закрытом положении давлением рабочей среды. При сбросе давления над поршнем ГК открывается. Сброс давления над поршнем осуществляется в следующих случаях:
– при открытии любого импульсного клапана (по сигналу УСБТ или от пружины);
– при открытии оператором арматуры ДЛУ.

При закрытии ИК (арматуры ДЛУ) надпоршневая полость ГК через дроссель заполняется рабочей средой, и он закрывается.

Импульсный клапан (ИК) предназначен для управления открытием ГК путем сброса рабочей среды из привода ГК в барботажный бак и перекрытия этого сброса для закрытия ГК. ИК – пружинный клапан, снабженный электромагнитным приводом на открытие и закрытие. Нормально ИК управляется электромагнитным приводом по сигналам от датчиков давления над активной зоной.

Принцип управления электромагнитным приводом ИК следующий: при рабочем давлении в 1 контуре для обеспечения необходимой плотности в затворе в электромагните ИК включена обмотка закрытия. При повышении давления над активной зоной до уставки открытия ИК, по команде из УСБТ, обмотка закрытия отключается и включается обмотка открытия. После снижения давления в системе до уставки закрытия ИК, по команде из УСБТ, электромагнит открытия отключается и включается электромагнит закрытия, сначала на форсированный режим – для закрытия ИК, а затем – на режим удержания.

При отказе электромагнитного привода на открытие или закрытие ИК выполняют свою функцию по защите первого контура от превышения давления как пружинные предохранительные клапаны прямого действия, в том числе при включенном электромагнитном приводе на закрытие.

Отключающий клапан (ОК) расположен между главным клапаном и импульсными клапанами и предназначен для автоматического или дистанционного отключения ГК от ИК при непосадке или ложном открытии последнего. Кроме того, ОК позволяет проводить проверку и настройку пружин ИК без срабатывания ГК.

Отключающий клапан конструктивно встроен в крышку главного клапана, нормально открыт и имеет электромагнитный привод, работающий только на закрытие.

Дополнительная линия управления предназначена для снижения давления в первом контуре до 1 МПа при дистанционном управлении с пульта БПУ/РПУ. На линии установлено два запорных клапана: один с электромагнитным приводом (КЭМЗ), другой – с электроприводом (КЗЭП). Для сброса давления необходимо открыть оба клапана.

Клапан с электромагнитным приводом, работающим только на открытие, нормально закрыт. В нормальном положении электромагнит обесточен, клапан пружиной удерживается в закрытом положении.

Клапан с электроприводом является резервным, нормально закрыт и вводится в работу (открывается и закрывается) дистанционно с пульта БПУ или РПУ одновременно с КЭМЗ.

Клапан настройки пружин ИК от внешнего источника давления, входящий в комплект поставки ИПУ, позволяет проводить проверку и настройку пружин ИК при давлении в первом контуре 0,7 от рабочего давления.

2.1.9.4 Технические характеристики ИПУ КД

В таблице 2.1.9.1 приведены основные характеристики ИПУ КД и параметры его настройки.

Таблица 2.1.9.1
Технические характеристики ИПУ КД

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Рабочая среда	-	Насыщенный пар, пароводяная смесь, вода
Условный диаметр входного/выходного патрубка главного клапана	мм	100/200
Расчетное (рабочее) давление	МПа	17,64
Расчетная температура	°С	350
Расчетный расход среды при Р = 18,01 МПа : – насыщенный пар – вода	кг/с (т/ч)	 50 (180) 222 (800)
Время полного открытия/закрытия, не более	с	1/5
Давление открытия от электромагнита: контрольного ИПУ первого и второго рабочих ИПУ	 МПа МПа	 18,01 18,5
Давление закрытия от электромагнита: контрольного ИПУ первого и второго рабочих ИПУ	 МПа МПа	 17,1 17,6
Давление закрытия от пружины: контрольного ИПУ первого и второго рабочих ИПУ	 МПа МПа	 16,6 17,0
Давление начала открытия от пружины: контрольного ИПУ первого и второго рабочих ИПУ	 МПа МПа	 18,0 18,5
Давление полного открытия от пружины: контрольного ИПУ первого и второго рабочих ИПУ	 МПа МПа	 18,5 19,1

2.1.9.5 Управление и контроль работы системы

Система управления ИПУ КД реализуется в составе УСБТ блока и предназначена:

– для формирования команд управления ИК, ОК;

– для приема сигналов от датчиков положения запорных органов клапанов ИПУ, с БПУ и РПУ, а также для формирования информационных сигналов на БПУ, РПУ и в СВБУ энергоблока.

Электропитание системы управления ИПУ осуществляется от источников надежного питания потребителей первой группы.

Измерение давления с целью обработки и выдачи сигналов на управление электромагнитными приводами объектов управления осуществляется штатными средствами измерения РУ. Замер давления производится на выходе из активной зоны. Импульс формируется по принципу «два из трех».

Пороговые значения давления открытия/закрытия ИК от электромагнита и условия срабатывания отключающего клапана представлены в таблице 2.1.9.2.

Таблица 2.1.9.2
Перечень функций системы контроля и управления (ФСКУ) по системе защиты 1 контура от превышения давления

Условие срабатывания	Уставка	Действие	ФСКУ
Увеличение избыточного давления над активной зоной, МПа, более	18,01	Открытие ИК контрольного ИПУ КД	УСБТ ВЕ11
Снижение избыточного давления над активной зоной, МПа, менее	17,1	Закрытие ИК контрольного ИПУ КД	УСБТ ВЕ11
Увеличение избыточного давления над активной зоной, МПа, более	18,5	Открытие ИК рабочих ИПУ КД	УСБТ ВЕ11
Снижение избыточного давления над активной зоной, МПа, менее	17,6	Закрытие рабочих ИПУ КД	УСБТ ВЕ11
Совпадение сигналов: – избыточное давление над активной зоной, МПа, менее; – незакрытие любого из ИК ИПУ КД	16,1	Закрытие отключающего клапана с запретом открытия на данном ИПУ КД (уставка для контрольного и рабочих ИПУ КД одинаковая)	УСБТ ВА17

Продолжение таблицы 2.1.9.2

Условие срабатывания	Уставка	Действие	ФСКУ
Наличие любого из сигналов: – избыточное давление над активной зоной, МПа, более; – закрыты оба ИК контрольного ИПУ КД	18,01	Снять запрет открытия и открыть отключающий клапан на контрольном ИПУ КД	УСБТ ВА17
Наличие любого из сигналов: – избыточное давление над активной зоной, МПа, более; – закрыты оба ИК рабочего ИПУ КД	18,5	Снять запрет открытия и открыть отключающий клапан на данном рабочем ИПУ КД	УСБТ ВА17

Для ИК и ОК, кроме автоматического управления, предусмотрено дистанционное управление оператором от ключа с БПУ или РПУ.

Главный клапан может быть открыт оператором посредством дистанционного открытия импульсного клапана при давлении в КД не ниже 0,8 от рабочего.

Управление клапанами дополнительной линии управления производится только оператором дистанционно от ключа с БПУ или РПУ.

Состояние системы контролируется эксплуатационным персоналом с помощью видеокадра СВБУ «10JEF» (рисунок 2.1.9.3).

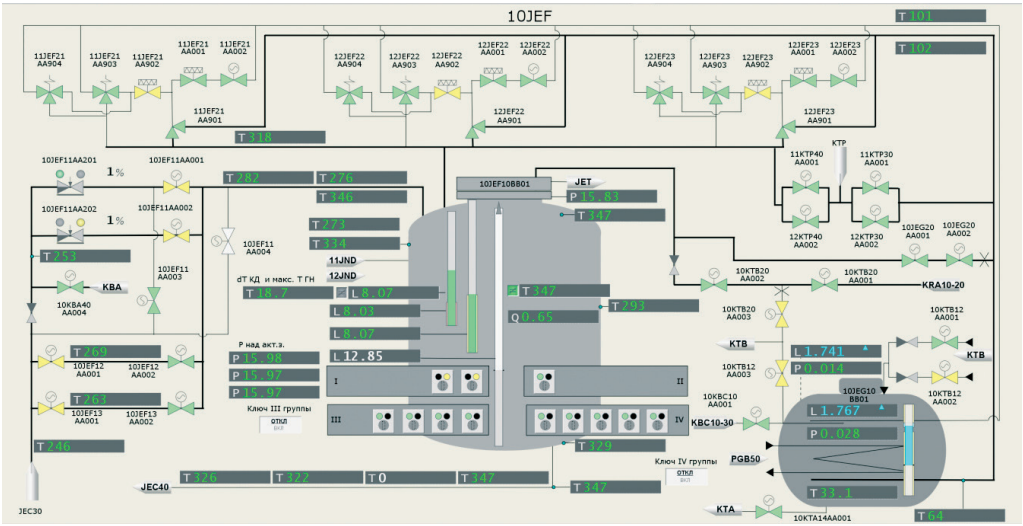


Рисунок 2.1.9.3
Видеокадр СВБУ «10JEF»

Измеряемыми параметрами, характеризующими нормальное функционирование системы (отсутствие протечек через ИК и ГК), являются температуры металла сбросных трубопроводов после ИК и ГК.

Мнемосхема контрольного ИПУ КД представлена на панелях БПУ/РПУ первого канала безопасности; мнемосхемы рабочих ИПУ КД – на панелях второго канала (рисунок 2.1.9.4).

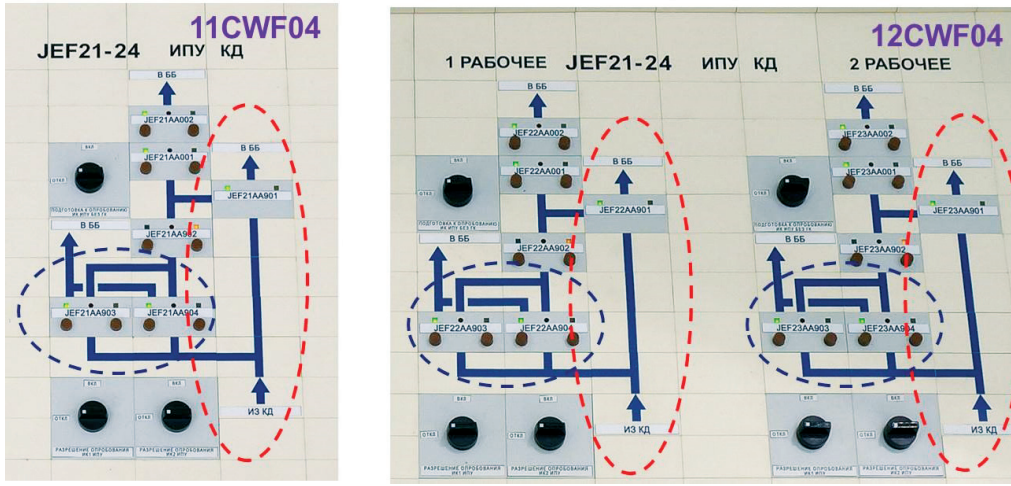


Рисунок 2.1.9.4
Мнемосхема ИПУ КД на панелях безопасности БПУ

Для обеспечения возможности выполнения проверок импульсных клапанов на мнемосхеме каждого ИПУ КД предусмотрены ключи:

– «Разрешение опробования ИК1 ИПУ» и «Разрешение опробования ИК2 ИПУ». Ключи блокируют команду «закрыть» для данного ИК при низком давлении над активной зоной реактора (менее уставки на закрытие).

– «Подготовка к опробованию ИК ИПУ без ГК» – при включении оператором этого ключа автоматически закрывается отключающий клапан.

Ревизия ИПУ КД проводится один раз в четыре года.

2.1.9.6 Режимы работы системы

Функционирование системы при нормальной эксплуатации

Режимы разогрева 1 контура и гидравлических испытаний

Перед началом операций по разогреву 1 контура ИПУ КД должны быть в работоспособном состоянии и находиться в режиме ожидания.

В режиме ожидания:

– главные клапаны закрыты давлением среды;

– импульсные клапаны закрыты и готовы к срабатыванию по импульсу превышения давления и как клапаны прямого действия;

– отключающие клапаны открыты, их электромагниты обесточены;

– клапаны дополнительной линии управления закрыты.

При проведении гидравлических испытаний первого контура на прочность значение давления ГИ составляет 24,5 МПа, что выше уставки срабатывания ИПУ КД. Поэтому в данном режиме персонал обязан заклинить ИК. Функцию защиты первого контура от избыточного повышения давления выполняют в этом случае предохранительные клапаны насоса гидравлических испытаний, которые настраиваются на давление срабатывания, соответствующее давлению над активной зоной 25 МПа.

При проведении гидравлических испытаний первого контура на плотность (давление ГИ = 17,64 МПа) также разрешается блокировать работу ИПУ КД на время проведения ГИ.

Работа РУ на мощности

При работе РУ на мощности ИПУ КД должны быть в работоспособном состоянии и находиться в режиме ожидания.

При наличии неисправностей рабочий технологический регламент безопасной эксплуатации предписывает:

1. При неисправности одного импульсного клапана одного ИПУ КД – продолжить работу энергоблока на номинальной мощности и устранить дефект в ближайший останов.

2. При неисправности одного ИПУ КД – незамедлительно приступить к плановой разгрузке энергоблока до уровня 50 % $N_{ном}$. В течение 24 часов данное ИПУ КД должно быть приведено в работоспособное состояние, в противном случае реактор должен быть планово переведен в «холодное» состояние.

3. При неработоспособности более одного ИПУ КД реактор должен быть планово переведен в «холодное» состояние, поскольку с учетом единичного отказа в данном случае системой не обеспечивается выполнение функции безопасности по защите первого контура от превышения давления.

Функционирование системы при проектных авариях

Проект предусматривает многоступенчатую защиту 1 контура при повышении давления над активной зоной (рисунок 2.1.9.5).

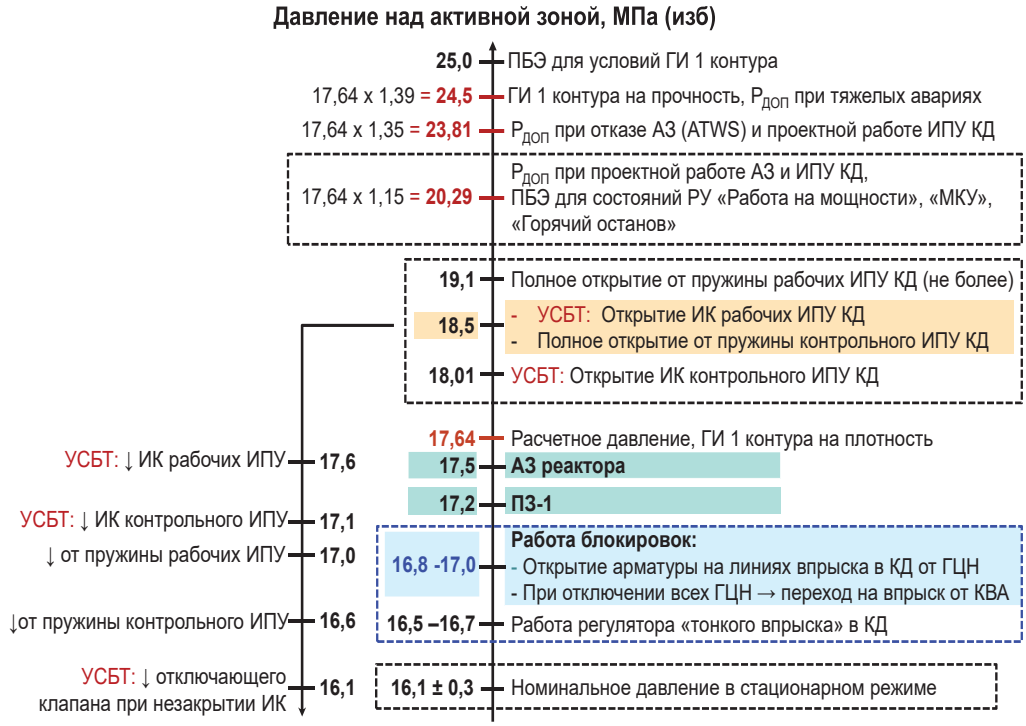


Рисунок 2.1.9.5
Работа систем безопасности при росте давления над активной зоной

При незначительных возмущениях рост давления в 1 контуре компенсируется подачей воды в паровое пространство КД по линиям впрыска: с напора главного циркуляционного насоса 3 петли или, в случае отключения всех ГЦН, от насосов системы подпитки 1 контура (КВА).

Для ряда постулируемых исходных событий, при которых происходит рост давления в 1 контуре, проект предусматривает упреждающее управление по факту исходного события, не дожидаясь роста давления:

– разгрузка реактора от УПЗ при $N_{РУ}$ > 75 % $N_{НОМ}$ и опережающее открытие БРУ-К по сигналам сброса нагрузки ТГ: «Закрытие 2 из 4 СК ТГ» или «Отключение генераторного выключателя», или «Отключение блочного выключателя»;

– разгрузка реактора от УПЗ по сигналам «Отключение 1 из 4-х ГЦНА & $N_{РУ}$ > 80 % $N_{НОМ}$» или «Отключение 2-х из 4-х ГЦНА & $N_{РУ}$ > 75% $N_{НОМ}$»;

– срабатывание АЗ реактора по алгоритмам АА12 «Уменьшение расхода теплоносителя 1 контура».

При давлении над активной зоной более 17,2 МПа по сигналу УСБТ (ФСКУ АС21) срабатывает предупредительная защита ПЗ-1 и разгружает реактор до момента снижения давления ниже 16,95 МПа.

При давлении над активной зоной более 17,5 МПа срабатывает аварийная защита и переводит реактор в подкритическое состояние.

При дальнейшем росте давления над активной зоной открываются сначала контрольное, а затем рабочие ИПУ КД. При снижении давления над активной зоной происходит их закрытие в обратной последовательности.

Функционирование системы при тяжелых авариях

Стратегия управления тяжелыми авариями предусматривает сведение аварийных процессов к «сценариям низкого давления» в системе «реактор – защитная оболочка».

Дополнительная линия управления ИПУ КД позволяет дистанционно, с БПУ или РПУ, снижать давление в 1 контуре до 1 МПа.

Совместно с ИПУ КД для снижения давления в первом контуре до 1 МПа оператор может использовать также систему аварийного газоудаления КТР (путем сброса среды из 1 контура в гермообъем).

2.1.10 Быстродействующий запорно-отсечной клапан (БЗОК)

Паропроводы от каждого парогенератора проходят через герметичную оболочку реакторного здания 10UJA в паровые камеры, а затем в здании турбины 10UMA подводятся к стопорно-регулирующим клапанам турбины.

На каждом паропроводе в пределах паровой камеры реакторного здания устанавливается паровой арматурный блок, состоящий из редукционно-предохранительного модуля и запорно-отсечного модуля.

Запорно-отсечной модуль включает в себя быстродействующий запорно-отсечной клапан и расположенную за ним отсечную электроприводную задвижку.

Быстродействующий запорно-отсечной клапан предназначен для быстрого и надежного отсечения парогенераторов по пару в аварийных ситуациях.

БЗОК состоит из корпуса с перемещающимся внутри него поршнем, который приводится в движение через 4-ходовые клапаны системы управления паровым приводом. При этом для приведения в действие БЗОК предусмотрены подводящие и отводящие паропроводы с установленной на них запорной арматурой. Общий вид БЗОК показан на рисунке 2.1.10.1.

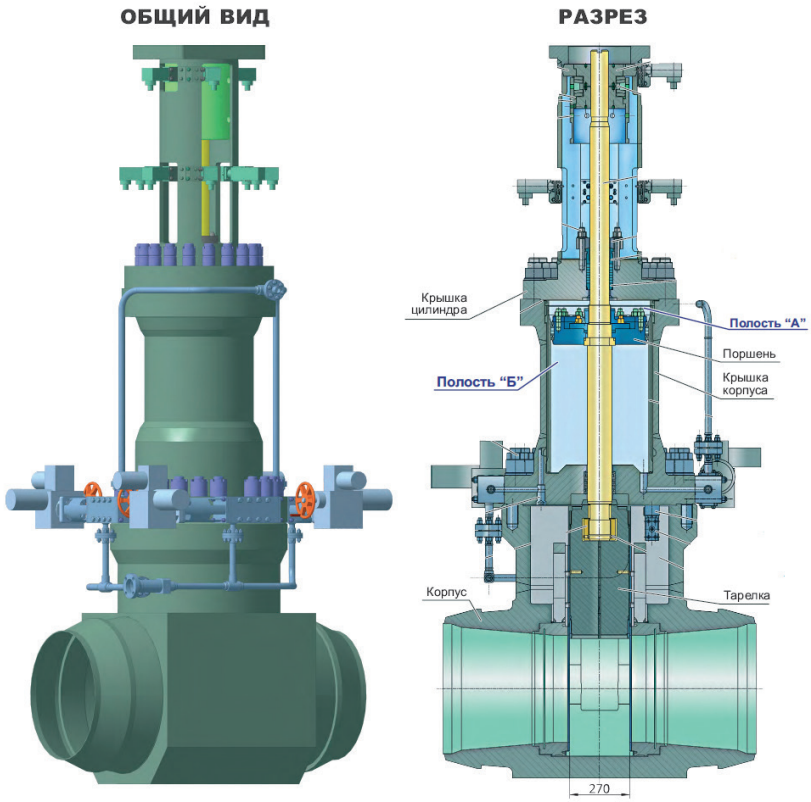


Рисунок 2.1.10.1
Общий вид БЗОК

Основные технические характеристики БЗОК и отсечной электроприводной задвижки за БЗОК приведены в таблице 2.1.10.1. Задвижка рассчитана на полный рабочий перепад давления на запорном органе.

Таблица 2.1.10.1
Основные технические характеристики БЗОК и отсечной электроприводной задвижки за БЗОК

№ п/п	Наименование	Количество, шт.	Основные технические характеристики оборудования
1	Быстродействующий запорно-отсечной клапан (БЗОК)	4	Рабочее давление – 8,1 МПа Давление в ном. режиме – 6,9 ± 0,1 МПа Температура в ном. режиме – 287 ± 1 °С Расход среды – 1600–1712 т/ч Время аварийного закрытия –10 с Время медленного закрытия (открытия) – 150 с Параметры пара от постороннего источника (пар от КСН): рабочее давление – 1,08 МПа расчетная температура – 180 °С
2	Отсечная электроприводная задвижка за БЗОК	4	Рабочее давление – 8,6 МПа Расчетная температура – 300 °С Время закрытия – 135 с

Для обеспечения аварийного закрытия БЗОК предусмотрены два управляющих 4-ходовых клапана, каждый из которых осуществляет одновременную подачу рабочей среды в камеру над поршнем и сброс среды из-под поршня. Каждый управляющий клапан имеет индивидуальный подвод пара. Управление каждым управляющим клапаном осуществляется по независимому каналу управления с помощью электропривода. Для предотвращения утечки пара из полостей над и под поршнем БЗОК предусмотрены обратные клапаны на подводящих паропроводах к БЗОК. Конструкция и система управления БЗОК обеспечивает его надежную работу в режимах нормальной эксплуатации и при авариях.

Аварийное закрытие БЗОК обеспечивается независимо от положения клапанов управления, воздействующих на открытие БЗОК в технологических режимах. Закрытие БЗОК осуществляется от собственного пара за счет подачи

пара на поршень БЗОК и сброса пара из-под поршня БЗОК через две пары электроприводных клапанов (на разных каналах электропитания). Эти клапаны сначала открываются, а затем, после закрытия БЗОК и срабатывания концевых датчиков положения, закрываются. Для исключения потери среды из ПГ при незакрытии указанных выше клапанов закрываются электроприводные клапаны на сбросном коллекторе (на разных каналах электропитания).

Для обеспечения медленного открытия и закрытия БЗОК в каналах подвода и сброса предусмотрены дроссельные шайбы. Сбросные трубопроводы клапанов управления соединяются с коллектором дренажа.

Конструкция БЗОК обеспечивает, при закрытых клапанах управления, гарантированное нахождение БЗОК в крайних положениях (открытом или закрытом) неограниченно длительное время независимо от величины давления в системе.

С целью гарантированного исключения истечения рабочей среды в атмосферу через коллектор дренажа после аварийного закрытия БЗОК, он оснащен четырьмя изолирующими клапанами. В случае отказа одного БЗОК его функции берет на себя отсечная электроприводная задвижка данного парогенератора. При отказе одного 4-ходового управляющего клапана БЗОК (включая отказ обеспечивающих систем) оставшийся в работоспособном состоянии 4-ходовой управляющий клапан обеспечивает закрытие БЗОК.

Подвод пара от постороннего источника для медленного открытия БЗОК осуществлен от системы паропроводов собственных нужд (1 LBG). На каждой линии подвода пара установлен узел разделения высокого и низкого давлений.

В различных режимах работы БЗОК предусматривается различное положение управляющих клапанов.

Схема быстрого закрытия БЗОК показана на рисунке 2.1.10.2.

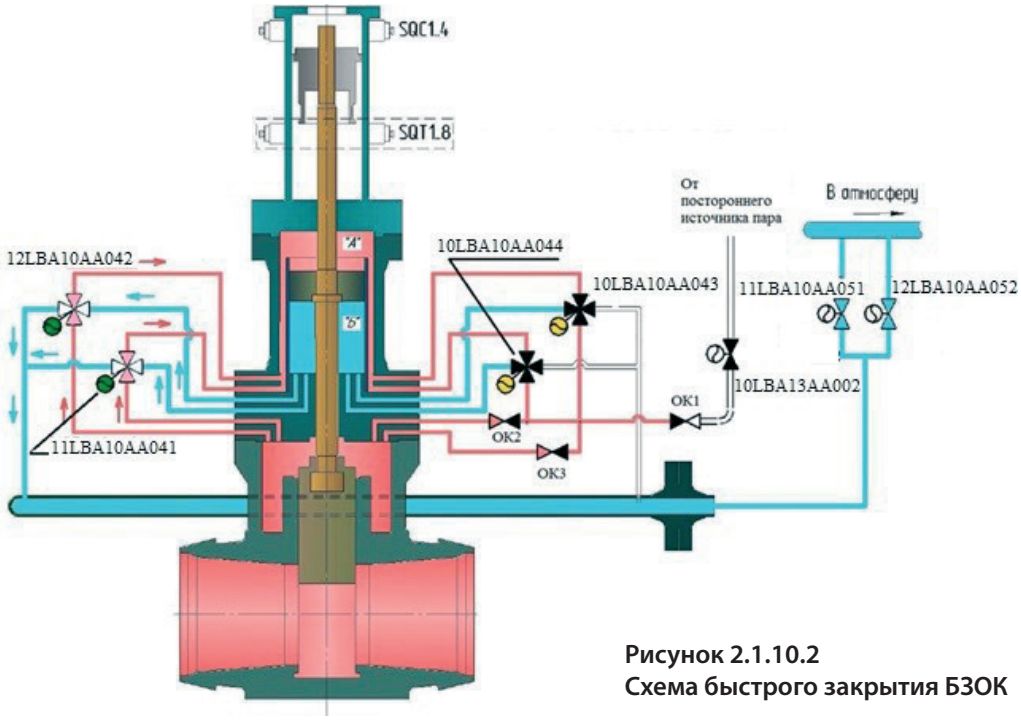


Рисунок 2.1.10.2
Схема быстрого закрытия БЗОК

В аварийных режимах аварийное закрытие БЗОК и электроприводной задвижки на трубопроводе за БЗОК происходит при наличии условий:

совпадение сигналов:

• разница между текущими значениями температуры насыщения первого и второго контуров более 70 °С;

• давление в соответствующем парогенераторе менее 5,53 МПа;

• температура первого контура более 150 °С;

совпадение сигналов:

• снижение уровня в парогенераторе на 900 мм от номинального;

• температура первого контура более 150 °С;

совпадение сигналов:

• повышение уровня в парогенераторе на 300 мм от номинального при работе РУ на мощности;

• запас до кипения в каждой из горячих ниток петель первого контура более 15,5 °С или нейтронная мощность реактора менее 20 % $N_{ном}$.

В случае закрытия БЗОК по снижению уровня в парогенераторе на 900 мм от номинального создаются условия для работы систем СПОТ и САР ПГ при оставшемся уровне в ПГ.

В случае прохождения сигнала срабатывает БЗОК и быстродействующая электроприводная задвижка на том парогенераторе, где сформировался сигнал.

Открытие БЗОК и электрифицированной задвижки за БЗОК производится оператором после снятия запрета на их открытие.

В случае одновременного отказа на закрытие БЗОК и отсечной электроприводной задвижки возможна потеря среды только из одного парогенератора, т. к. остальные парогенераторы будут отсечены своими БЗОКами и/или задвижками. Фрагмент индикации положения БЗОК на БПУ показан на рисунке 1.2.10.3.

В случае невыполнения активными системами безопасности функции отвода тепла через парогенератор от активной зоны эту функцию выполнит СПОТ (система 1JNB50-90).

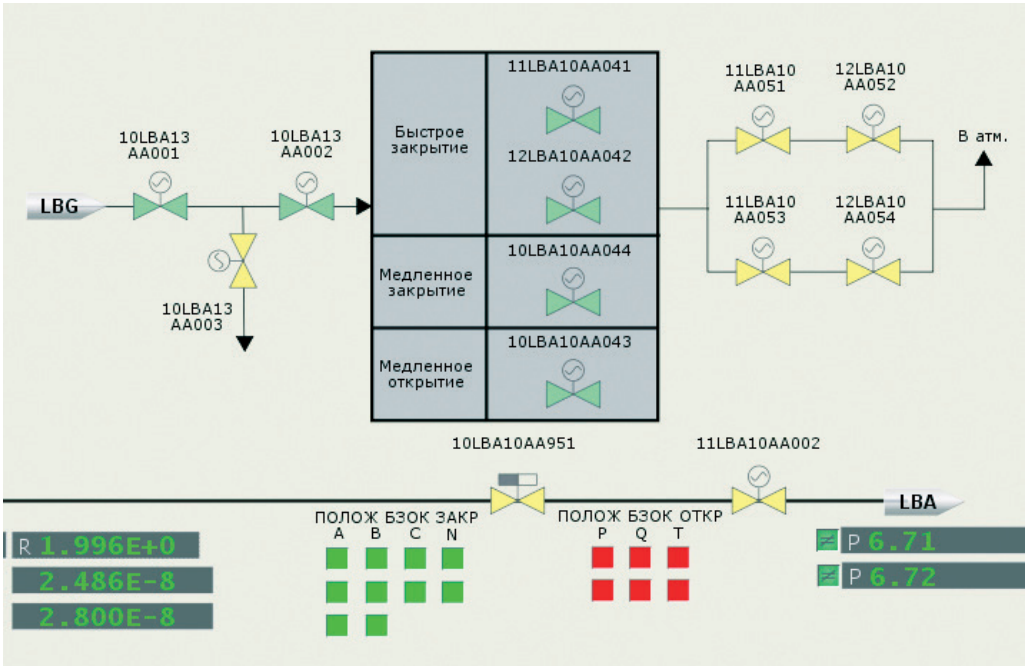


Рисунок 2.1.10.3
Фрагмент индикации положения БЗОК на БПУ

При течи из первого контура во второй происходит резкое снижение давления в первом контуре, рост давления и уровня в аварийном парогенераторе, рост активности в паре. При этом срабатывает аварийная защита реактора, закрываются стопорные клапаны турбины.

Расхолаживание реакторной установки в режиме течи из первого контура во второй производится через неаварийные парогенераторы в соответствии с ИЛА.

2.1.11 БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩАЯ РЕДУКЦИОННАЯ УСТАНОВКА СБРОСА ПАРА В АТМОСФЕРУ (БРУ-А)

2.1.11.1 Назначение и структура БРУ-А

БРУ-А входят в состав парового арматурного блока (ПАБ) и располагаются в здании паровой камеры (UJE) на отметке +17,4.

В состав редукционно-предохранительного модуля РПМ входят два импульсных предохранительных устройства ПГ, БРУ-А и отсечная электроприводная задвижка перед БРУ-А.

Также на каждом паропроводе в паровых камерах 10UJE выполнены отводы пара в систему аварийного расхолаживания парогенераторов (1JNB10 40).

Часть системы 1 LBA: паропроводы от парогенераторов до первого сварного стыка за пределами здания 1 UJE (включая установленные на них ИПУ ПГ, БРУ-А, отсечные электроприводные задвижки перед БРУ-А, БЗОК и установленные за ними отсечные электроприводные задвижки) по влиянию на безопасность являются элементами, важными для безопасности, по характеру выполняемых функций – элементами защитной и локализующей системы безопасности. Эти элементы системы паропроводов свежего пара в соответствии с НП-001-15 относятся ко 2 классу безопасности. Классификационное обозначение ИПУ ПГ, БРУ-А, электроприводных задвижек перед БРУ-А, БЗОК и установленных за ними на паропроводах отсечных электроприводных задвижек по НП-001-15 – 2НЗЛ.

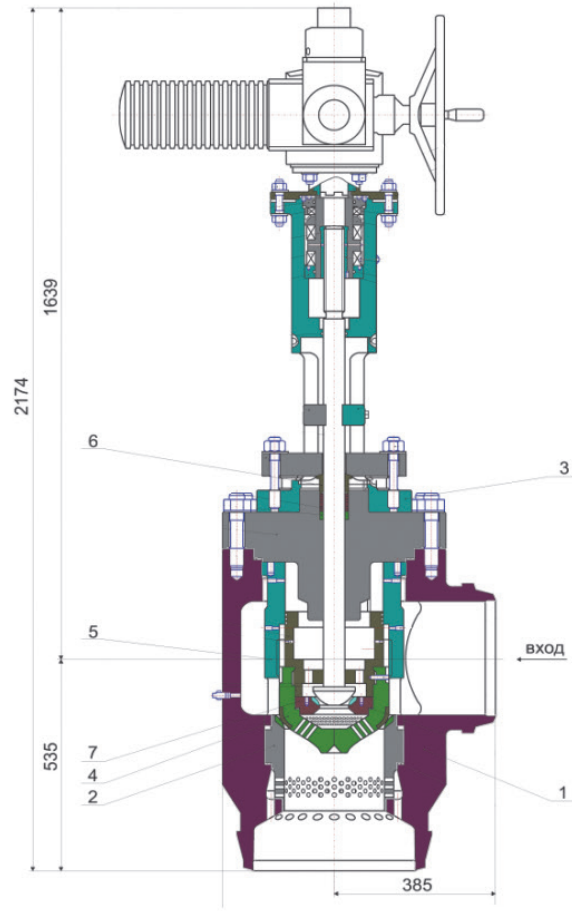
БРУ-А предназначены для сброса пара в атмосферу в режимах, связанных с превышением давления в ПГ, и одновременным запретом на сброс пара

в конденсатор турбины или с обесточиванием. БРУ-А также обеспечивает регулирование давления пара в парогенераторах в заданных пределах при переходных режимах, а также режимах нарушения нормальных условий эксплуатации и аварийных режимах.

Общий вид БРУ-А показан на рисунке 2.1.11.1.

Рисунок 2.1.11.1
Общий вид БРУ-А

Разрез БРУ-А показан на рисунке 2.1.11.2.



1. Корпус в сборе
2. Седло
3. Бугель
4. Золотник
5. Стакан
6. Грундбукса в сборе
7. Седло золотника

Рисунок 2.1.11.2
Разрез БРУ-А

На выхлопных трубопроводах БРУ-А устанавливаются дросселирующие устройства Ду 400/600, 600/800, 800/1000, предназначенные для дросселирования рабочей среды (снижения давления) до заданных параметров.

БРУ-А входит в состав парового арматурного блока. Основные технические характеристики БРУ-А и электроприводной задвижки перед БРУ-А приведены в таблице 2.1.11.1.

При перемещении штока вверх происходит открытие проходного сечения в седле золотника. За время перемещения штока на величину 9 ± 0,5 мм происходит сброс пара из верхней части стакана, давление среды в ней снижается до значений, близких к давлению среды за клапаном, и, в результате этого, происходит разгрузка от перепада давления основного золотника. При этом бурт штока приходит в соприкосновение со втулкой, соединенной резьбой с золотником.

При дальнейшем перемещении шток приводит в перемещение разгруженный золотник. Золотник при своем перемещении открывает или закрывает проходное сечение, регулируя, таким образом, количество протекающей через клапан рабочей среды.

Таблица 2.1.11.1
Основные технические характеристики БРУ-А и электроприводной задвижки перед БРУ А

Наименование	Количество, шт.	Основные технические характеристики оборудования
Быстродействующее редукционное устройство сброса пара в атмосферу (БРУ-А)	4	Пропускная способность каждой БРУ-А в полностью открытом положении – 1000 т/ч Давление открытия – 7,7 МПа Давление закрытия – 6,95 МПа Давление регулирования – 7,3(±0,1) МПа Время открытия/закрытия клапана – 15/15 с
Электроприводная задвижка перед БРУ-А	4	Давление закрытия – 6,7 МПа Давление открытия – 6,9 МПа

Управление БРУ-А и электроприводной задвижкой перед БРУ-А реализовано на средствах АСУ ТП автоматикой или оператором.

Проектом предусмотрена работа БРУ-А в следующих режимах:

основной режим, предусматривающий работу в:

– защитном режиме;
– режиме автоматического регулирования давления в ПГ;
– расхолаживания блока.

Выбор режима работы БРУ-А определяется оператором с БПУ.

Работа БРУ-А в защитном режиме: данная функция обеспечивает ввод в работу системы сброса пара в атмосферу через БРУ-А на первом этапе переходного процесса до выхода на проектную производительность системы аварийного расхолаживания парогенераторов (САР) или системы пассивного отвода тепла (СПОТ).

Выходной сигнал на управление (открытие) БРУ-А вступает в действие, когда давление в паропроводе становится более 7,7 МПа. При давлении менее 7,7 МПа сигнал на открытие исчезает и клапан остается в той степени открытия, которой он достиг. Сигнал на закрытие вступает в действие, когда давление в паропроводе менее 6,95 МПа, если отсутствует сигнал «Режим расхолаживания».

При работе в режиме автоматического регулирования БРУ-А поддерживают постоянное давление пара на выходе из коллектора пара парогенератора, равное 7,3 МПа с точностью ±0,1 МПа. Алгоритм автоматического регулирования БРУ-А следующий.

При совпадении условий:

– давление в паропроводе соответствующего парогенератора 7,6 МПа и менее;

– БРУ-А 11(12)LBA10, 20 (30, 40)AA201 открыт более 6 %;

БРУ-А переходит в автоматический режим «Поддержание давления» в паропроводе соответствующего парогенератора 7,3 МПа.

Если в режиме «Поддержание давления» БРУ-А закрылось, то включается выдержка времени 100 секунд – «стерегущий режим», во время которого БРУ-А находится в автоматическом режиме с контролем давления 7,3 МПа.

Если по истечении данной выдержки времени регулятор ни разу не открылся, то он переходит в дистанционный режим.

Дальнейшее срабатывание БРУ-А будет в защитном режиме.

В режиме расхолаживания БРУ-А обеспечивает расхолаживание реакторной установки со скоростью 30 °С/ч или 60 °С/ч, данное значение выбирается оператором БПУ, вводом накладки на видеокадрах СВБУ. Накладки выбора режима на видеокадрах СВБУ показаны на рисунке 2.1.11.3.

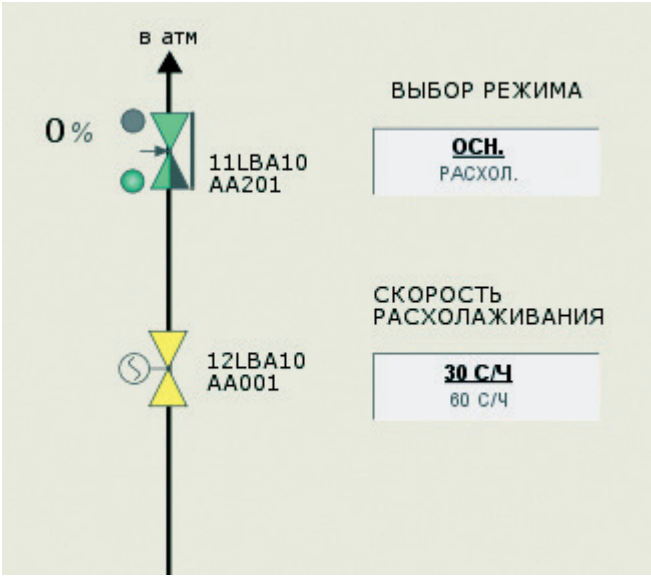


Рисунок 2.1.11.3
Накладки выбора режима БРУ-А на видеокадрах СВБУ

При работе блока на номинальном уровне мощности в парогенераторах поддерживается давление 6,9 МПа. При этом ИПУ ПГ находятся в режиме ожидания, т. е. предохранительные клапаны закрыты; БЗОК и отсечные электроприводные задвижки за БЗОК открыты и в режиме ожидания находятся в состоянии готовности к работе; БРУ-А и БРУ-К закрыты, электроприводная задвижка перед БРУ-А открыта.

Электроприводная задвижка перед БРУ-А:

– закрывается при условии незакрытия БРУ-А или непредусмотренного открытия БРУ-А и давления на выходе из коллектора пара ПГ ниже 6,7 МПа, если отсутствует сигнал «Режим расхолаживания»;

– открывается при давлении на выходе из коллектора пара ПГ более 6,9 МПа.

2.1.11.2 Режимы нарушения нормальных условий эксплуатации

В режимах нарушения нормальных условий эксплуатации, не связанных с потерей энергоснабжения собственных нужд или запретом сброса пара в конденсатор турбины, при росте давления во втором контуре и достижении соответствующей уставки по давлению сначала открываются БРУ-К, обеспе-

чивая при этом поддержание давления в ПГ в заданных пределах. Если дальнейший рост давления прекратился и давление снизилось до уставки закрытия, то БРУ-К закрываются. Если рост давления не прекратился, не сработали БРУ-К или есть запрет на их открытие, то вступают в работу БРУ-А. При отказе БРУ-А на открытие срабатывают предохранительные клапаны ИПУ ПГ.

В режимах нарушения нормальных условий эксплуатации, связанных с потерей питания шин нормальной эксплуатации, при закрытии стопорных клапанов турбины резко возрастает давление пара во втором контуре. Сброс пара в конденсаторы турбины в этом режиме запрещается, так как в конденсаторы не подается охлаждающая вода. При достижении давления на выходе из коллектора пара парогенератора величины 7,7 МПа срабатывают БРУ-А.

В режимах нарушения нормальных условий эксплуатации, связанных с потерей питания шин нормальной эксплуатации, по программе ступенчатого пуска вводится в работу ВПЭН, открывается БРУ-А, насосы системы аварийного расхолаживания (1JNB10-40) включаются на рециркуляцию. В случае не закрытия БРУ-А для исключения потери среды второго контура из ПГ закрываются электроприводные задвижки перед БРУ-А. Закрытие БЗОК в этом режиме не происходит.

Если при обесточивании станции необходимо расхолаживание реакторной установки или обесточивание произошло на первом этапе режима расхолаживания, отвод остаточных тепловыделений и расхолаживание реакторной установки производится через систему БРУ-А и систему аварийного расхолаживания (1JNB10-40) до момента подключения системы расхолаживания через первый контур (1 JNA).

В режимах нарушения нормальных условий эксплуатации, не связанных с обесточиванием, при запрете на сброс пара в конденсатор турбины поддержание блока в горячем резерве или расхолаживание реакторной установки производится аналогично режиму обесточивания АЭС.

2.1.11.3 Работа БРУ-А при проектных авариях

При разрыве паропровода в неотсекаемой части – от парогенератора до отсечной электроприводной задвижки – по сигналам защиты АЭС срабатывает аварийная защита реактора, закрываются стопорно-регулирующие клапаны турбины, закрывается БЗОК и отсечная электроприводная задвижка на

паропроводе от аварийного парогенератора, прекращается подача питательной воды в этот парогенератор, отключается ГЦН аварийной петли, закрывается продувка данного парогенератора. Таким образом, локализуется аварийный парогенератор, а остальные парогенераторы остаются в работе. После этого блок переводится в режим расхолаживания с использованием штатных систем.

При разрыве ГПК или паропроводов за отсечными задвижками (в отсекаемой части) по сигналам защиты АЭС срабатывает аварийная защита реактора, автоматически закрываются БЗОК и отсечные электроприводные задвижки на паропроводах от всех парогенераторов, закрываются стопорные клапаны турбины. После этого блок переводится в режим расхолаживания с использованием системы БРУ-А и системы аварийного расхолаживания ПГ (1JNB10-40).

2.1.12 ИМПУЛЬСНО-ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ПАРОГЕНЕРАТОРОВ

2.1.12.1 Назначение и структура системы ИПУ ПГ

Система защиты второго контура от превышения давления предназначена для предотвращения превышения давления в парогенераторах и паропроводах свежего пара сверх 15 % от рабочего давления парогенераторов.

Система обеспечивает выполнение своих функций при любом исходном событии аварии с наложением одного независимого от исходного события отказа любого активного или пассивного элемента, имеющего механические движущиеся части, или одной независимой от исходного события ошибки персонала.

Основными элементами системы являются импульсно-предохранительные устройства парогенераторов (ИПУ ПГ). На каждом парогенераторе установлены по два ИПУ одинаковой конструкции, но имеющие разные уставки срабатывания.

Количество устанавливаемых импульсно-предохранительных устройств определено по принципу n + 1 (где n – количество ИПУ, обеспечивающее необходимый для снижения давления расход сбрасываемой среды), гаран-

тирующему, что давление в ПГ не превысит рабочее более чем на 15 % даже при отказе импульсно-предохранительного устройства с наименьшей уставкой на открытие.

Пропускная способность каждого клапана составляет не менее 1050 т/ч при давлении срабатывания, что позволяет полностью выполнить функцию защиты ПГ от превышения давления срабатыванием одного ИПУ.

Импульсно-предохранительные клапаны квалифицированы для работы на паре, воде и пароводяной смеси.

В проекте принято, что расчетное давление для второго контура равно соответствующему значению рабочего давления и составляет 8,1 МПа.

Давление в паропроводах ПГ при проектной работе А3 и ИПУ ПГ не должно превышать 115 % от расчетного значения: 8,1 х 1,15 = 9,32 МПа.

Давление в паропроводах ПГ при отказе А3 и проектной работе ИПУ ПГ не должно превышать 135 % от расчетного значения: 8,1 х 1,35 = 10,94 МПа.

При тяжелых авариях давление в паропроводах ПГ не должно превышать значения давления гидроиспытаний на прочность, равное 11,5 МПа.

2.1.12.2 Технологическая схема системы

ИПУ ПГ входят в состав парового арматурного блока (ПАБ) и располагаются в здании паровой камеры (UJE) на отметке +17,433.

Для каждого ПГ паровой арматурный блок установлен в помещении, отделенном от оборудования и трубопроводов других парогенераторов строительными конструкциями, рассчитанными на восприятие динамических воздействий от разрыва трубопроводов, летящих предметов и сейсмического воздействия уровня максимального расчетного землетрясения.

Выхлопные трубопроводы ИПУ ПГ оснащены постоянно действующими дренажами для отвода влаги, образующейся в результате атмосферных осадков и протечек пара через управляющие клапаны ИПУ.

Паровой арматурный блок входит в состав системы паропроводов свежего пара LBA. Размещение паропроводов свежего пара и ПАБ показано на рисунке 2.1.12.1.

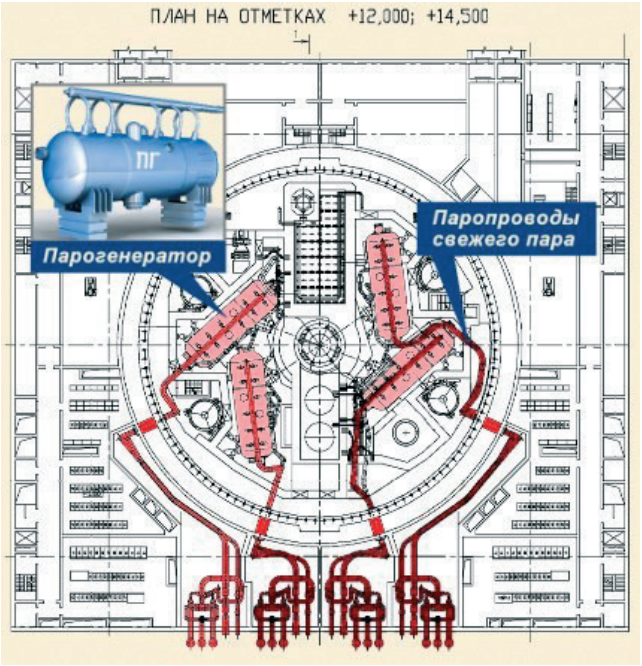


Рисунок 2.1.12.1
Размещение паропроводов свежего пара

Технологическая схема парового арматурного блока приведена на рисунке 2.1.12.2.

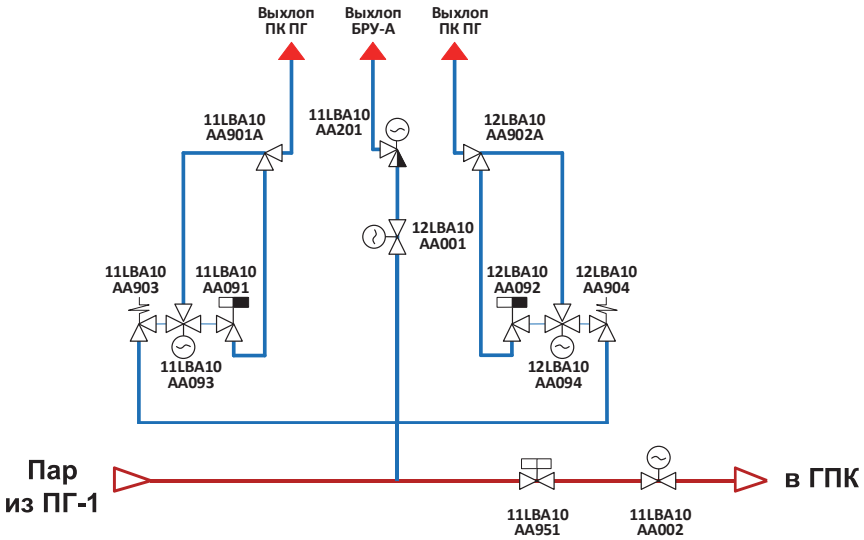


Рисунок 2.1.12.2
Технологическая схема парового арматурного блока ПГ-1

LBA10AA001 – запорная арматура перед БРУ-А
LBA10AA201 – БРУ-А
LBA10AA091(092) – электромагнитный клапан ИПУ ПГ
LBA10AA903(904) – импульсный клапан ИПУ ПГ
LBA10AA093(094) – переключающее устройство ИПУ ПГ
LBA10AA901A(902A) – главный клапан ИПУ ПГ
LBA10AA951 – БЗОК
LBA10AA002 – отсечная задвижка за БЗОК.

На паропроводе каждого парогенератора в неотсекаемой части (до БЗОК) установлено по два ИПУ: один – контрольный, второй – рабочий.

2.1.12.3 Краткое описание конструкции ИПУ ПГ

Импульсное предохранительное устройство парогенератора представляет собой конструкцию модульного типа, в состав которой входят (рисунок 2.1.12.3):

– главный предохранительный клапан (ГПК);
– импульсный клапан (ИК) с клапаном настройки (КН);
– электромагнитный клапан (ЭК);
– переключающее устройство (ПУ);
– фильтр пара (ФП).

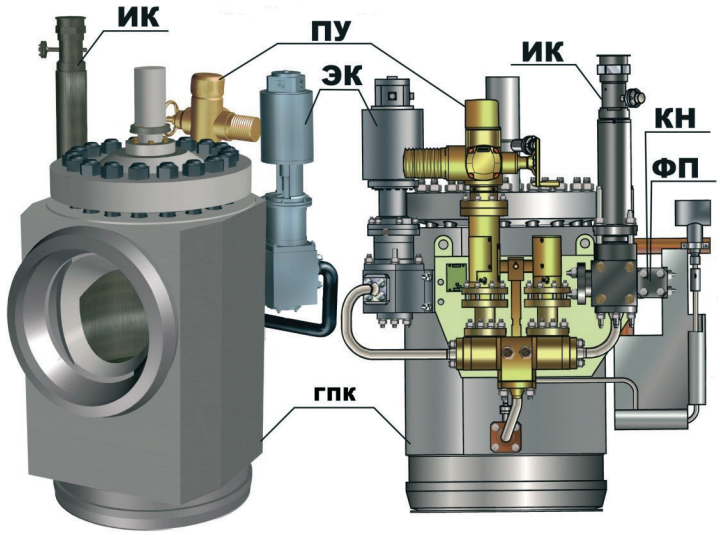


Рисунок 2.1.12.3
Внешний вид ИПУ ПГ

Главный клапан открывается рабочей средой при управлении от привода электромагнитного клапана или, в случае отказа ЭК, при управлении от импульсного клапана прямого действия.

Основная функция переключающего устройства – отключение одного из каналов подачи рабочей среды в поршневую полость главного клапана при отказе на закрытие ЭК или ИК (несанкционированное снижение давления в системе).

Переключающее устройство может занимать три положения: среднее (открытое) и два крайних (закрытых). Если электропривод ПУ обесточен, то его запорный орган находится в среднем положении и к главному клапану подключены тогда параллельно ИК и ЭК. При подаче напряжения на электропривод ПУ его запорный орган может быть переведен в одно из крайних положений, и один из клапанов (ИК или ЭК) отключается тогда от главного клапана, что позволяет отключить канал подачи управляющей среды в главный клапан в случае «зависания» ИК или ЭК и исключить падение давления в парогенераторе ниже допустимого уровня.

Клапан настройки обеспечивает возможность проверки работоспособности ИК без приведения в действие главного клапана. При этом канал от импульсного к главному клапану необходимо закрыть с помощью переключающего устройства. Проверка производится на остановленном энергоблоке при сниженном (вплоть до атмосферного) давлении в ПГ.

Пружины, входящие в состав ИК, ЭК, ПУ, находятся в корпусах соответствующих элементов и защищены от прямого воздействия среды и перегрева.

Фильтр пара предотвращает попадание в импульсный клапан твердых частиц, находящихся в паре, с помощью съемной металлической сетки, выполненной в форме цилиндра.

Импульсный клапан и переключающее устройство собраны на плите, которая крепится непосредственно на корпусе главного клапана. Фильтр пара крепится к настроечному клапану, входящему в состав ИК. Электромагнитный клапан крепится непосредственно на корпусе главного клапана.

Для контроля положения запорного устройства на электромагнитном, импульсном и главном клапанах установлены датчики положения.

Отбор давления на электромагнитный клапан производится из корпуса главного клапана. Отбор давления на ИК – из тройника через импульсный трубопровод. Дренаж из переключающего устройства осуществляется в выходной патрубок главного клапана.

Схема ИПУ ПГ в режиме ожидания представлена на рисунке 2.1.12.4.

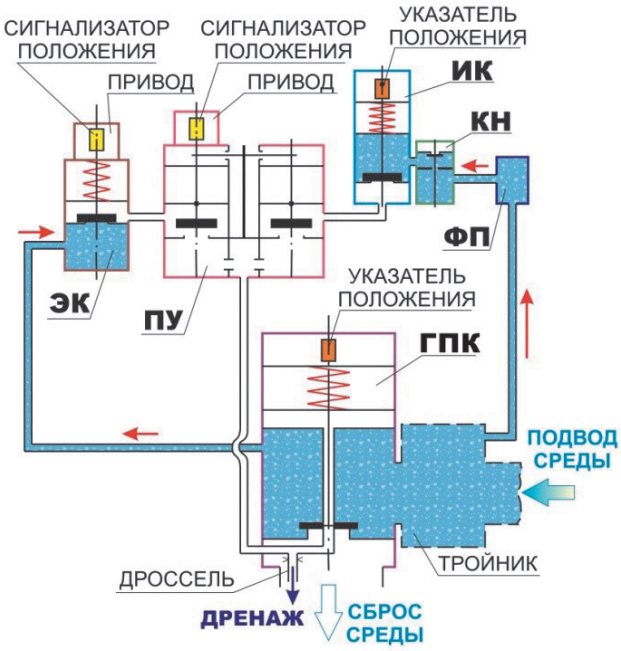


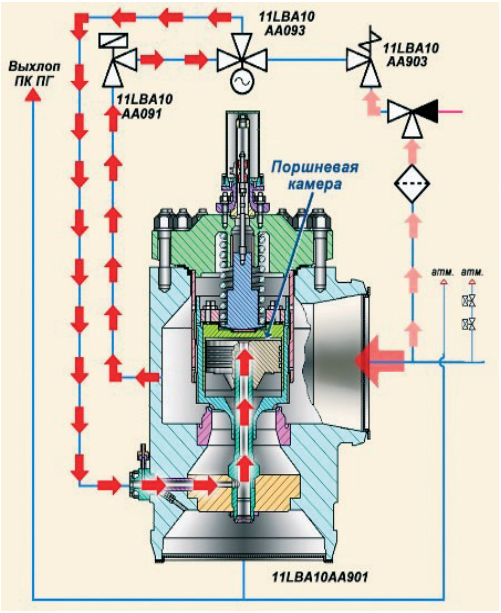
Рисунок 2.1.12.4
Схема ИПУ ПГ
в режиме ожидания

В режиме ожидания главный клапан закрыт давлением рабочей среды и усилием пружины. Клапаны ЭК и ИК закрыты усилием пружины. Переключающее устройство находится в среднем положении (каналы от ЭК и ИК открыты), электропривод ПУ обесточен, запорные органы ПУ находятся в положении «открыто». Выходной патрубок переключающего устройства соединен импульсной трубкой с поршневой камерой главного клапана.

Срабатывание главного клапана обеспечивается подачей давления рабочей среды в ГПК через электромагнитный клапан, открывающийся по сигналу УСБТ при повышении давления в паропроводе ПГ до уставки открытия.

При открытии электромагнитного клапана пар из паропровода поступает в поршневую камеру главного предохранительного клапана (рисунок 2.1.12.5).

При этом в поршневой камере благодаря разности площадей седла и поршня возникают усилия, отжимающие пружину и поднимающие тарелку вверх, в результате чего пар из главного паропровода начинает сбрасываться в атмосферу.



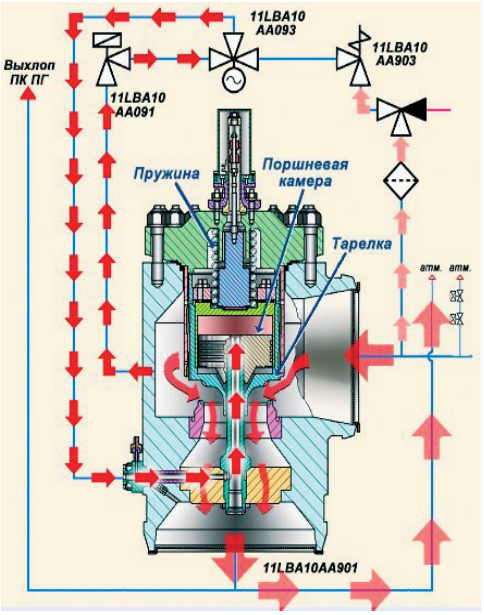


Рис. 2.1.12.5
Срабатывание ИПУ ПГ при открытии ЭК

При снижении давления рабочей среды в паропроводе до уставки закрытия по сигналу УСБТ обесточивается электромагнитный привод ЭК и запорный орган ЭК, под действием пружины перемещается в положение «закрыто». Давление из ПУ и поршневой полости главного клапана сбрасывается через дроссельное устройство в дренаж. Запорный орган главного клапана под действием пружины перемещается в положение «закрыто» (рисунок 2.1.12.6).

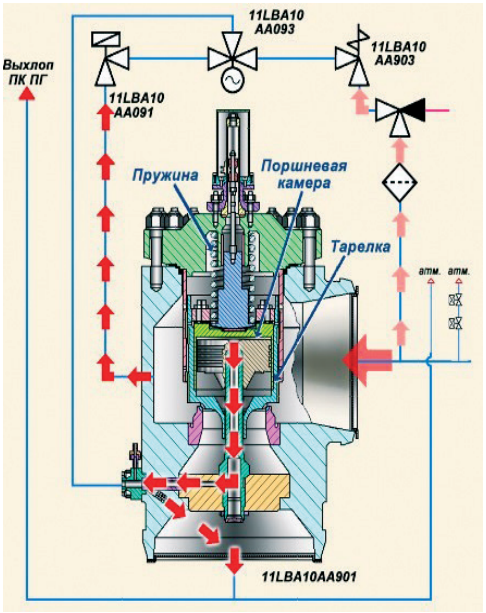


Рис. 2.1.12.6 Схема закрытия главного клапана ИПУ ПГ при закрытии ЭК

На рисунке 2.1.12.7 представлена схема работы ПУ при отказе ЭК на закрытие.

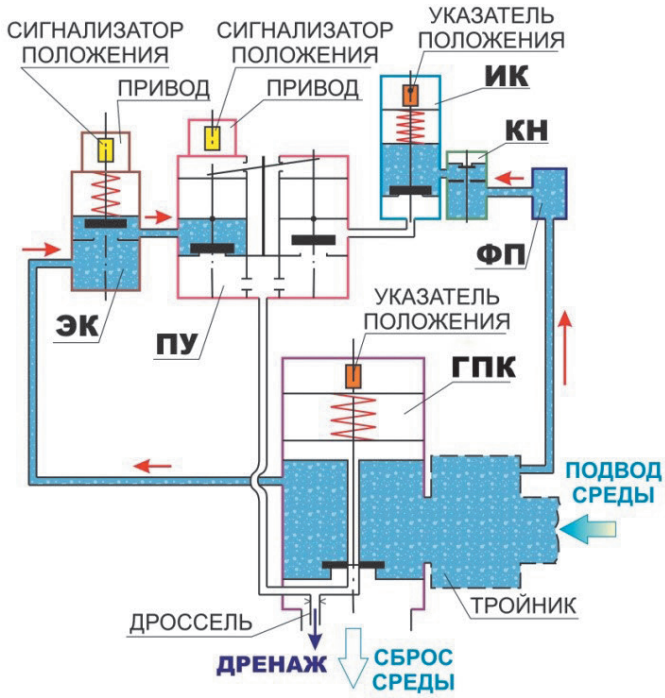


Рис. 2.1.12.7
Схема закрытия ПУ при отказе ЭК на закрытие

Если после срабатывания главного клапана и подачи сигнала на закрытие электромагнитного клапана происходит дальнейшее снижение давления в паропроводе ниже уставки закрытия ИПУ ПГ (случай отказа на закрытие ЭК), то на электропривод ПУ автоматически подается управляющий сигнал на «закрытие» (для перемещения штока ПУ вниз). При этом левый запорный орган ПУ перемещается в положение «закрыто», отключая канал от ЭК, одновременно блокируя правый запорный орган ПУ (канал от ИК) в положении «открыто».

Давление из ПУ и поршневой полости главного клапана сбрасывается через дроссельное устройство в дренаж. Запорный орган главного клапана под действием пружины перемещается в положение «закрыто».

На рисунке 2.1.12.8 представлена схема срабатывания ГПК от ИК.

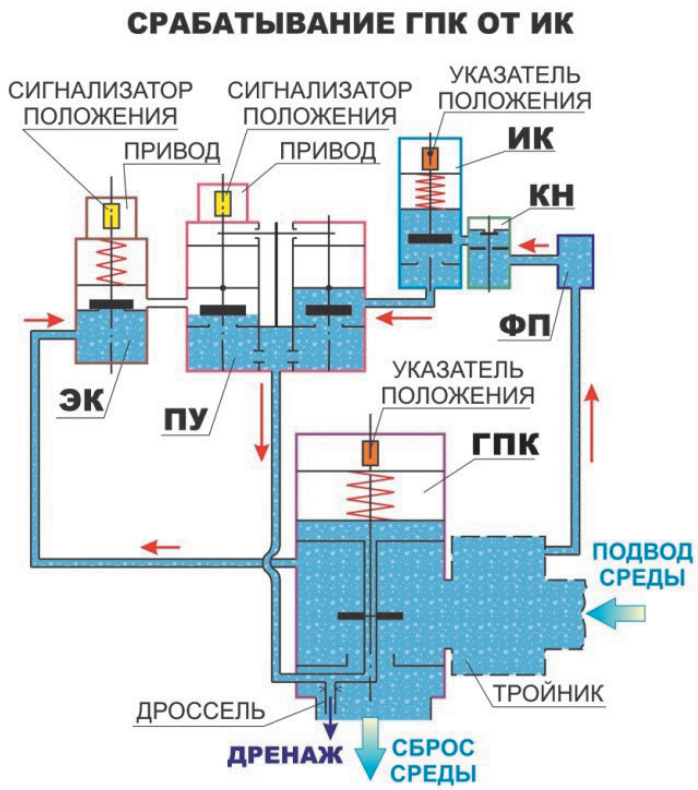


Рис. 2.1.12.8
Схема срабатывания ГПК от ИК (при отказе ЭК на открытие)

При отказе **ЭК на открытие** и дальнейшем повышении давления в паропроводе, пружина, сжимаясь, открывает ИК и рабочая среда поступает через ПУ в поршневую полость главного клапана. Происходит открытие главного клапана.

При последующем снижении давления в паропроводе импульсный клапан закрывается под действием пружины и происходит посадка главного клапана.

На рисунке 2.1.12.9 представлена схема работы ПУ при отказе ИК на закрытие.

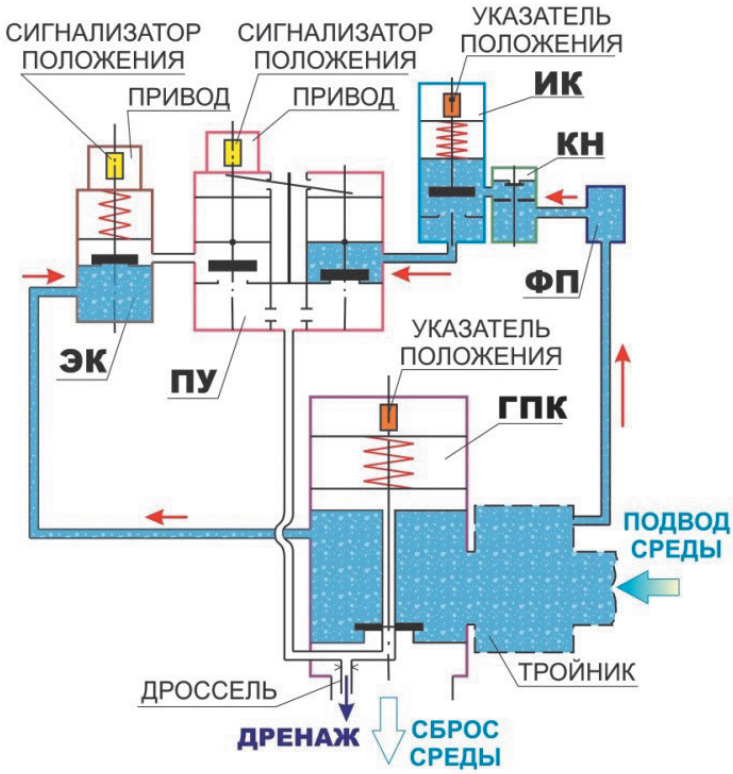


Рис. 2.1.12.9
Схема работы ПУ при отказе ИК на закрытие

Если после срабатывания главного клапана при незакрытии импульсного клапана происходит дальнейшее снижение давления в паропроводе (ниже уставки закрытия ИК), то на электропривод ПУ подается управляющий сигнал на «открытие» (для перемещения штока ПУ вверх). При этом правый запорный орган ПУ перемещается в положение «закрыто», отключая канал от ИК, одновременно блокируя левый запорный орган ПУ (канал от ЭК) в положении «открыто».

Давление из ПУ и поршневой полости главного клапана сбрасывается через дроссельное устройство в дренаж. Запорный орган главного клапана под действием пружины перемещается в положение «закрыто».

Технические характеристики ИПУ ПГ приведены в таблице 2.1.12.1.

Таблица 2.1.12.1
Технические характеристики ИПУ ПГ

Параметр	Единицы измерения	Значение параметра
Рабочая среда	-	Пар, пароводяная смесь, вода
Условный проход, Ду ГПК ЭК, ИК, ПУ, КН	мм	450/600 25
Пропускная способность каждого устройства по пару при давлении открытия, не менее	т/ч	1050
УСБТ: давление открытия ЭК контрольного ИПУ	МПа	8,7
УСБТ: давление открытия ЭК рабочего ИПУ	МПа	8,9
Время открытия от момента подачи сигнала на ЭК до полного открытия ГПК, не более	с	1
УСБТ: давление закрытия ЭК рабочего и контрольного ИПУ	МПа	7,85
Давление открытия ИК	МПа	9,23
Давление закрытия ИК	МПа	7,29

2.1.12.4 Контроль и управление системой

Электропитание, управление и контроль двух ИПУ ПГ, установленных на паропроводе одного парогенератора, осуществляется от разных каналов систем надежного электроснабжения I категории с территориальным, информационным и электрическим разделением средств автоматизации в пределах канала систем безопасности.

Управление элементами, контроль за положением (состоянием) элементов, контроль технологических параметров, а также предупредительная и аварийная сигнализация в полном объеме выведены на БПУ и РПУ. На БПУ и РПУ предусмотрен вывод информации конечных положений основного клапана и индикация положения импульсного клапана (рисунок 2.1.12.10).

Рисунок 2.1.12.10
Мнемосхема ИПУ ПГ на панелях БПУ

Реализовано автоматическое включение системы в работу, не требующее вмешательства оператора, при повышении давления во втором контуре до уставок срабатывания паросбросных устройств и дистанционное (ключом) – оператором с БПУ или РПУ. При этом автоматическое управление имеет приоритет.

Перечень ФСКУ по системе защиты второго контура от превышения давления представлен в таблице 2.1.12.2.

Таблица 2.1.12.2
Перечень функций системы контроля и управления (ФСКУ) по системе защиты второго контура от превышения давления

Условие срабатывания	Уставка	Действие	ФСКУ
Увеличение избыточного давления в главном паропроводе ПГ, МПа, более	8,7	Открытие первого ИПУ ПГ	УСБТ BF11
Увеличение избыточного давления в главном паропроводе ПГ, МПа, более	8,9	Открытие второго ИПУ ПГ	УСБТ BF11
Снижение избыточного давления в главном паропроводе ПГ, МПа, менее	7,85	Закрытие первого и второго ИПУ ПГ	УСБТ BF11

Точками технологического контроля для системы защиты второго контура от превышения давления являются замеры давления в паропроводах ПГ и давление в импульсной линии подвода пара от ПУ к ГПК.

Датчик давления в линии подвода пара от переключающего устройства к главному клапану используется для контроля утечек через ИК и ЭК. Критическая величина давления в линии подвода пара от ПУ к ГПК = 0,495 МПа. Данная величина (при которой расход в линии подвода пара от ПУ к ГПК будет равен расходу через дренажное отверстие) является исходным значением для принятия решения о срочном отключении одной из управляющих линий к главному клапану.

2.1.12.5 Режимы работы системы

Функционирование системы при нормальной эксплуатации

В режимах нормальной эксплуатации система защиты второго контура от превышения давления находится в режиме ожидания в закрытом положении.

Для проведения гидроиспытаний ПГ по 2 контуру в ИК устанавливается механическое стопорное устройство.

Функционирование системы при проектных авариях

Резкий рост давления в парогенераторе возникает при дисбалансе между мощностью, подводимой к ПГ теплоносителем первого контура, и мощностью, отводимой от ПГ вторым контуром.

Данный дисбаланс может возникнуть, например, при сбросе электрической нагрузки ТГ, закрытии СК ТГ или при закрытии БЗОК на петле с работающим ГЦНА.

Дисбаланс мощностей можно снизить двумя путями:

1. за счет снижения мощности реактора – срабатывание ПЗ-1, АЗ.

2. за счет увеличения отвода тепла от парогенератора – срабатывание паросбросных устройств (БРУ-К, БРУ-А, ПК ПГ) или включение систем аварийного расхолаживания САР ПГ (СПОТ).

Проект предусматривает многоступенчатую защиту паропроводов при повышении давления в ПГ (рисунок 2.1.12.11).

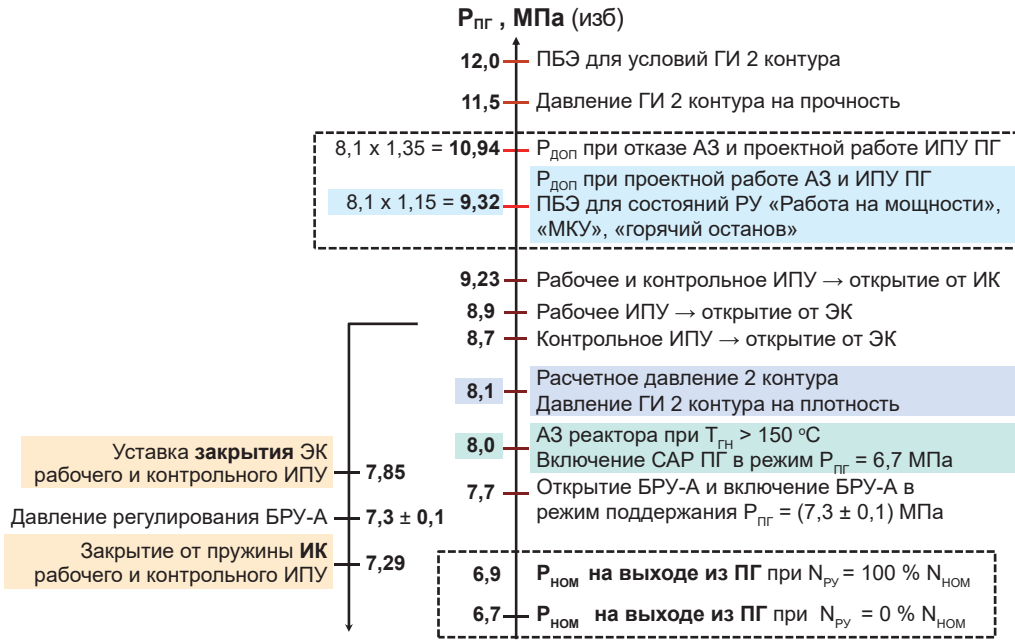


Рисунок 2.1.12.11
Работа систем безопасности при росте давления в ПГ

При повышении давления в паропроводе ПГ до 7,7 МПа по сигналу УСБТ (ФСКУ ВС11) открывается БРУ-А и включается в режим поддержания давления в ПГ = (7,3 ± 0,1) МПа.

При повышении давления в ГПК до 7,6 МПа срабатывает предупредительная защита ПЗ-1 и разгружает реактор до снятия сигнала ПЗ-1 при давлении в ГПК ниже 7,2 МПа или при мощности РУ менее 3 % $N_{ном}$.

При повышении давления в паропроводе ПГ до 8 МПа срабатывает АЗ и включается САР ПГ в режим поддержания давления в ПГ 6,7 МПа. **Уставка АЗ реактора выше уставки открытия БРУ-А.**

При повышении давления в паропроводе до 8,7 МПа открывается первый импульсно-предохранительный клапан ПГ, а при давлении 8,9 МПа открывается второй ИПУ ПГ. Оба клапана закрываются при снижении давления во втором контуре до 7,85 МПа.

В случае отказа срабатывания ИПУ ПГ по сигналу из УСБТ и последующего роста избыточного давления в ПГ до 9,23 МПа – ИПУ ПГ срабатывают за счет открытия пружинного ИК прямого действия.

2.2 Локализующие системы безопасности

Локализующие системы (элементы) безопасности (ЛСБ) – это системы (элементы), предназначенные для предотвращения или ограничения распространения выделяющихся при авариях радиоактивных веществ и ионизирующего излучения за предусмотренные проектом границы и их выхода в окружающую среду.

Зона локализации аварии (ЗЛА) – пространство, ограничиваемое герметичным ограждением (либо другими элементами ЛСБ), в пределах которого предусматривается удержание выделившихся при аварии радиоактивных веществ.

Герметичное ограждение (ГО) – совокупность элементов АС, включая строительные конструкции, которые, ограждая пространство вокруг реакторной установки или другого объекта, содержащего радиоактивные вещества, образуют предусмотренную проектом границу и препятствуют распространению радиоактивных веществ и ионизирующего излучения в окружающую среду в количествах, превышающих установленные пределы.

2.2.1 СИСТЕМА ГЕРМЕТИЧНОГО ОГРАЖДЕНИЯ

Герметичное ограждение является физическим барьером на пути распространения радиоактивных веществ и ионизирующего излучения в окружающую среду.

В проекте НВАЭС-2 герметичное ограждение состоит из следующих элементов:

– железобетонные ограждающие конструкции;

– герметизирующая металлическая облицовка;

– транспортный, основной и аварийный шлюзы;

– герметичные проходки;

– изолирующие устройства с участками трубопроводов и воздуховодов между ними.

2.2.1.1 Железобетонные ограждающие конструкции

Реакторное здание состоит из двойной защитной оболочки и обстройки (рисунок 2.2.1.1).

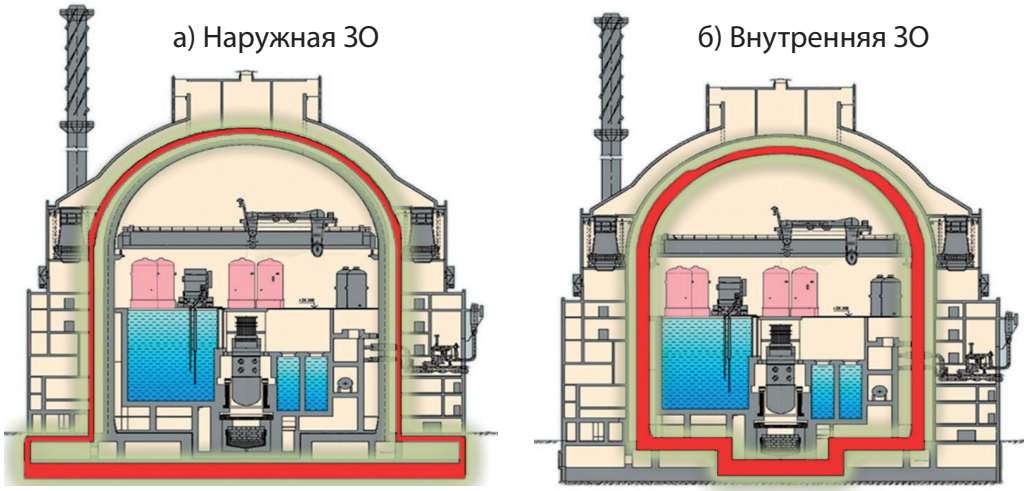


Рисунок 2.2.1.1
Разрез здания реактора

Фундаментная плита реакторного здания прямоугольная в плане, размером 79,2 х 73,2 м с отметкой верха на минус 5,4 м. На фундаментной плите в виде жесткой железобетонной коробки выполнена фундаментная часть с внутренними диафрагмами стен (рисунок 2.2.1.2).

Рисунок 2.2.1.2
Этап строительства здания реактора

Фундаментная часть перекрыта плитой с отметкой верха 0,000 м и толщиной 1800 мм. Плита перекрытия является опорной частью для двойной защитной оболочки (рисунок 2.2.1.3).

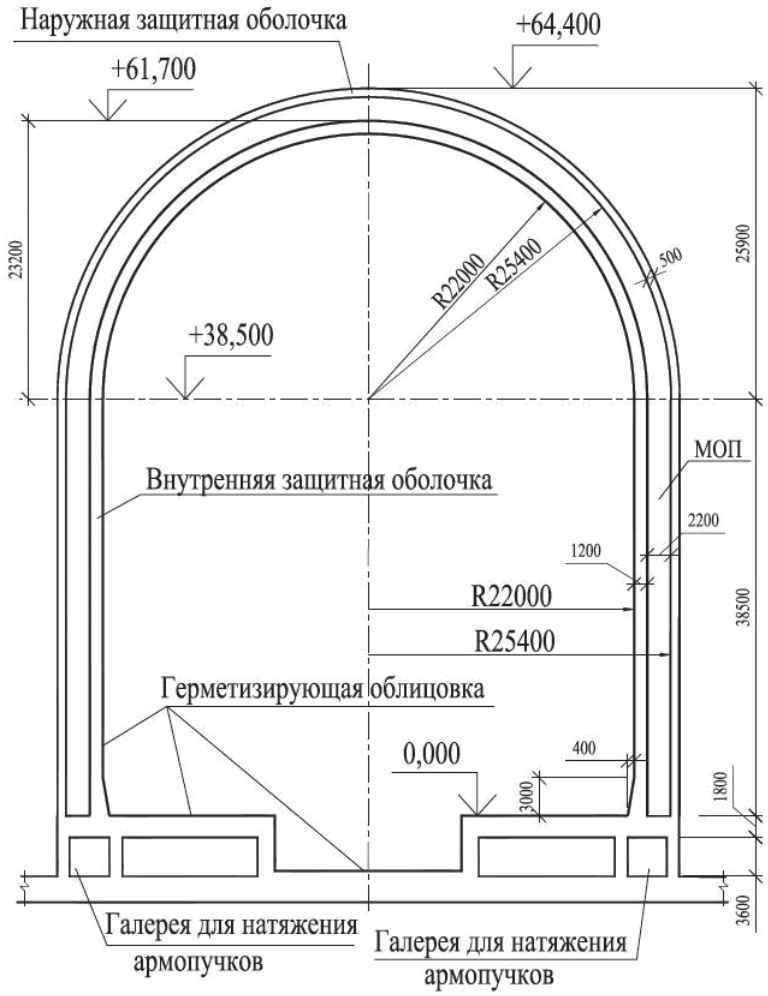
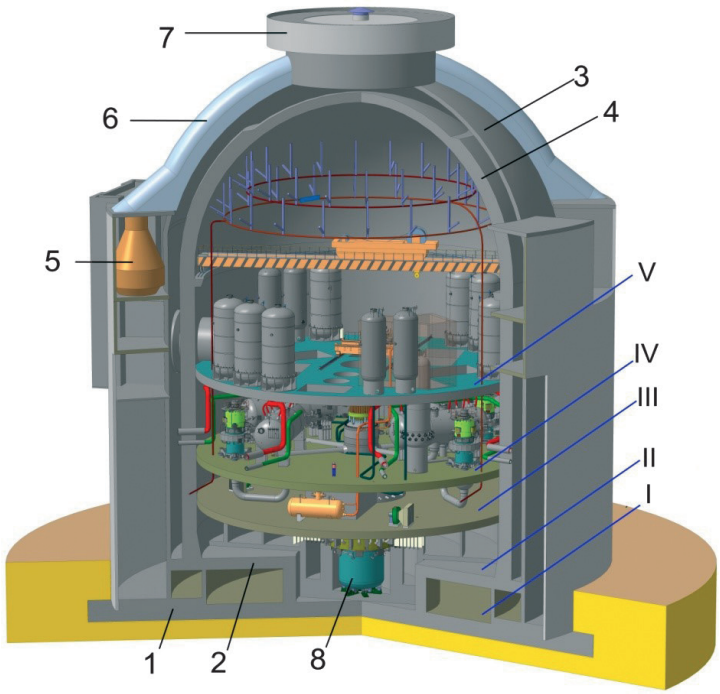


Рисунок 2.2.1.3
Разрез двойной защитной оболочки

В центре фундаментной части под шахтой реактора с отметки минус 4,9 м предусмотрено место для размещения конструкций ловушки расплава топлива (рисунок 2.2.1.4).



1. Фундаментная плита
2. Опорная плита (плита перекрытия)
3. Наружная защитная оболочка
4. Внутренняя защитная оболочка
5. Теплообменник СПОТ
6. Воздуховоды СПОТ
7. Выходной коллектор СПОТ
8. Ловушка расплава топлива

I Отметка «–5,4 м»
II Отметка «0,0 м»
III Отметка «+8,14 м»
IV Отметка «+14,5 м»
V Отметка «+26,3 м»

Рисунок 2.2.1.4
Размещение оборудования РУ внутри защитной оболочки

Опорная плита на отметке 0,000 м, двойная защитная оболочка, стены и днище «ловушки расплава» образуют железобетонную ограждающую конструкцию и являются элементами системы герметичного ограждения.

Двойная оболочка состоит из внутренней и наружной защитных оболочек, которые совместно с плитой перекрытия на отметке 0,0 м ограничивают межоболочечное пространство (МОП).

Объем межоболочечного пространства составляет 18000 м^3. Зазор между наружной и внутренней оболочками принят 2,2 м.

В межоболочечном пространстве поддерживается разряжение для сбора и очистки возможных протечек парогазовой среды из внутренней защитной оболочки при авариях с течью теплоносителя 1 контура.

Наружная защитная оболочка (внешний контайнмент) выполнена из монолитного бетона и предназначена для защиты систем и элементов реак-

торного здания от непосредственного воздействия внешних природных и техногенных воздействий, таких как падение самолета, внешняя воздушная ударная волна, экстремальные ветровые и климатические воздействия (таблица 2.2.1).

Таблица 2.2.1
Перечень внешних воздействий природного и техногенного происхождения на площадке размещения НВАЭС-2

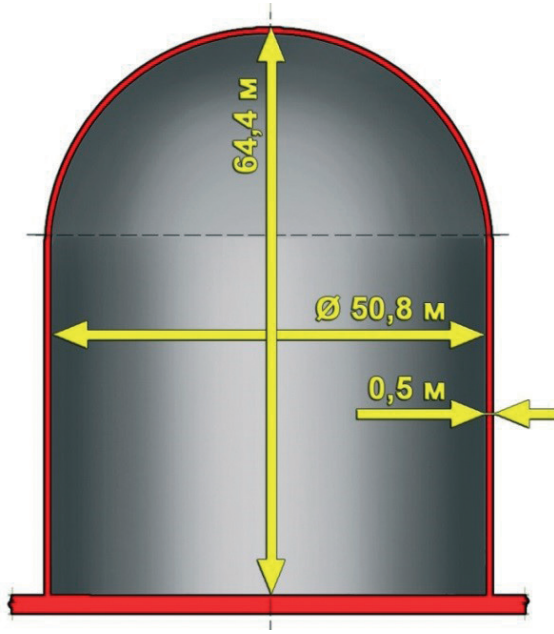
№ п/п	Наименование процесса, явления, фактора	Количественное значение параметров и характеристик	Расчетная повторяемость
1	Землетрясения и тектонически активные разломы	ПЗ – 6 баллов по шкале MSK-64 МРЗ – 7 баллов по шкале MSK-64	
2	Падение летательных аппаратов	Строительные конструкции зданий первой категории рассчитываются на падение самолета весом не более 5,7 тонн. Скорость в момент контакта с ограждающими конструкциями зданий и сооружений = 100 м/с	
3	Внешняя воздушная ударная волна	Давление во фронте ударной волны р = 30 кПа; продолжительность фазы сжатия не более Т = 1 с; направление распространения – горизонтальное;	
4	Нормативные значения веса снежного покрова	1,26 кПа	
5	Среднегодовая температура воздуха	5,7 °С	
	Расчетная максимальная температура воздуха	50 °С	1 раз в 10000 лет
	Расчетная минимальная температура воздуха	Минус 46 °С	1 раз в 10000 лет
6	Расчетные максимальные скорости ветра различной обеспеченности (с учетом порывов)	38 м/с	1 раз в 100 лет
		56 м/с	1 раз в 10000 лет

Продолжение таблицы 2.2.1

№ п/п	Наименование процесса, явления, фактора	Количественное значение параметров и характеристик	Расчетная повторяемость
7	Расчетный максимальный уровень воды весеннего половодья	92,3 м	1 раз в 100 лет
		94,7 м	1 раз в 10000 лет
8	Среднегодовая норма осадков	557 мм	-
	Расчетный суточный максимум осадков	141 мм	1 раз в 100 лет
		175 мм	1 раз в 10000 лет

Наружная защитная оболочка имеет форму цилиндра с полусферическим куполом. Толщина стен и купола принята из условия восприятия нагрузок от падения самолета весом 5 тонн со скоростью 100 м/с и равняется 500 мм. Для участков цилиндра, защищенных от падения самолета, толщина снижена до 400 мм (рисунок 2.2.1.5).

Внутренняя поверхность оболочки покрыта эффективным полимерным покрытием, обеспечивающим требуемую степень герметичности.



Внутренний диаметр	50,8 м
Толщина стен и купола	0,5 м
Отметка верха купола	+ 64,400

Рисунок 2.2.1.5
Геометрические размеры наружной защитной оболочки

Снаружи в верхней части оболочки с отметки кровельного перекрытия обстройки (выше отметки +29,7 м) располагаются галерея помещений теплообменников СПОТ, металлические тяговые воздуховоды с теплоизоляцией и облицовкой из нержавеющего листа для защиты от атмосферных воздействий. В зените купола наружной оболочки расположены строительные конструкции выходного коллектора СПОТ (Рисунок 2.2.1.4).

Внутренняя защитная оболочка (внутренний контайнмент) является границей зоны локализации аварии и рассчитана на параметры всего спектра аварий, рассматриваемых в проекте, включая аварии с плавлением топлива.

В зоне локализации аварии (рисунок 2.2.1.6) располагается реакторная установка, бассейн выдержки отработавшего топлива, системы, работающие под параметрами I контура, транспортно-технологическое оборудование и системы вентиляции. Под шахтой реактора – ниже опорной плиты - размещаются конструкции ловушки расплава топлива.

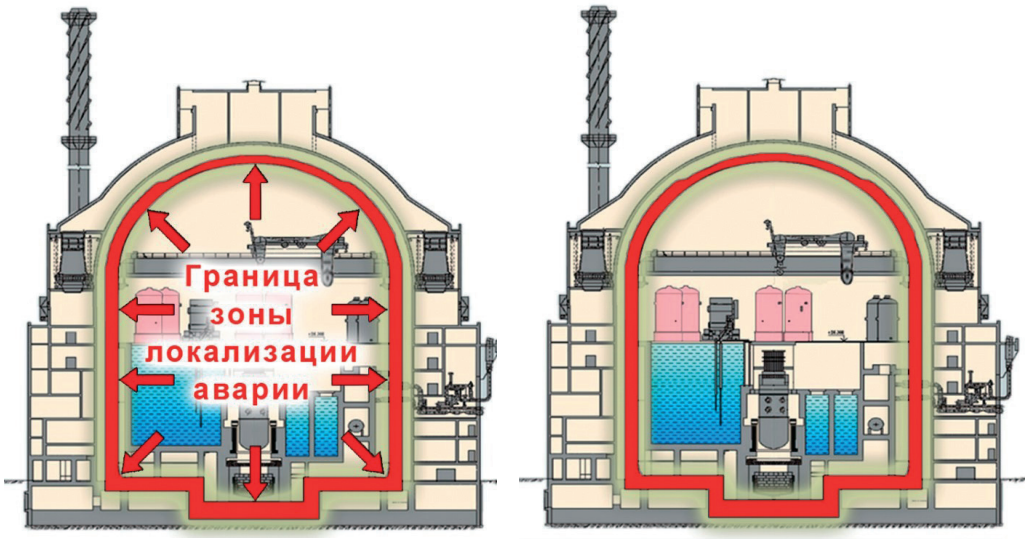


Рисунок 2.2.1.6
Граница зоны локализации аварии

Проект предусматривает разделение объема внутренней защитной оболочки на две зоны:

– Необслуживаемую зону (НЗ), где размещается технологическое оборудование и трубопроводы с высокопотенциальным теплоносителем 1 контура (шахта реактора, боксы парогенераторов, помещение компенсатора

объема и т. д.). Радиационная обстановка в этих помещениях исключает пребывание персонала при работе энергоблока на мощности.

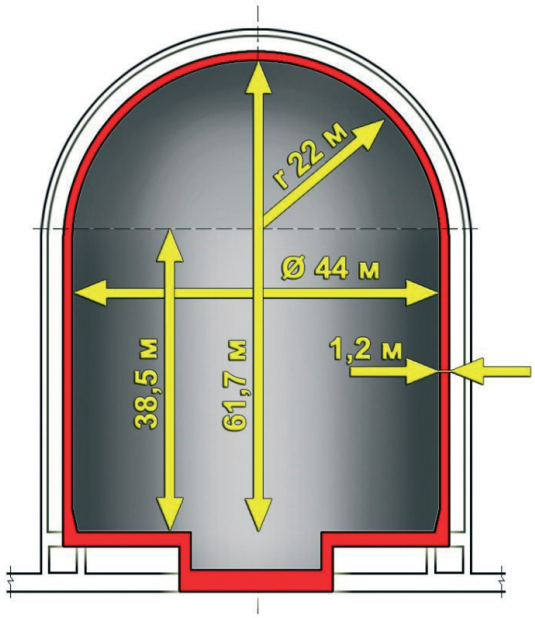
– Зону ограниченного доступа (ЗОД) – периодически обслуживаемые помещения, в которых допускается пребывание персонала в течение ограниченного времени.

Внутренние строительные конструкции зоны локализации аварии спроектированы с учетом нагрузок от перепадов давления, возникающих при постулируемых течах.

Анализ геометрических характеристик помещений и результаты расчетов показывают, что наибольшие значения перепада давления при авариях с течами теплоносителя 1 контура возникают между помещениями НЗ и ЗОД.

Для защиты строительных конструкций от превышения допустимого перепада давления проектом предусмотрены специальные разгрузочные устройства, устанавливаемые в проемы на границе между необслуживаемой зоной и зоной ограниченного доступа. Разгрузочные устройства представляют собой жалюзийную конструкцию, которая в открытом состоянии обеспечивает свободное проходное сечение ≈ 36 м^2. Жалюзи открываются при достижении перепада давления между НЗ и ЗОД величины 0,01 МПа.

Внутренняя защитная оболочка выполнена из предварительно-напряженного железобетона в форме цилиндра с внутренним диаметром 44 метра, перекрытого сферическим куполом внутренним радиусом 22 метра (рисунок 2.2.1.7).



Внутренний диаметр	44 м
Толщина стен: – цилиндрической части –– купола	 1,2 м 1,2 м
Свободный объем внутри контайнмента	64558 м^3
Отметка верха купола	+61,700
Относительная отметка низа цилиндра	+0,000
Отметка верха фундаментной плиты	–5,400

Рисунок 2.2.1.7
Геометрические размеры внутренней защитной оболочки

Высота цилиндрической части составляет 38,5 м. Общая высота защитной оболочки от опорной плиты составляет 61,7 м. Толщина стен цилиндра и купола, равная 1,2 метра, определилась из условий биологической защиты и конструктивных требований.

В зоне жесткого соединения цилиндрической части с опорной плитой перекрытия оболочка усилена вутом высотой 3 метра и максимальной шириной 1,6 метра.

Система преднапряжения защитной оболочки (СПЗО) состоит из арматурных пучков (АП-55), опорных анкерных блоков, каналообразователей, оборудования для монтажа арматурных пучков, их натяжения, системы диагностики арматурного пучка.

Арматурный пучок (АП-55) состоит их 55 канатов. Каждый арматурный канат имеет полиэтиленовую оболочку и находится в каналообразователе, заполненном специальным инъектирующим раствором. Таким образом, исключается связь арматурного пучка с бетоном защитной оболочки.

Каналообразователи представляют собой металлические и полиэтиленовые трубы с наружным диаметром не более 225 мм.

СПЗО запроектирована исходя из требования обеспечения минимально допустимого уровня обжатия оболочки в течение всего срока эксплуатации АЭС при отсутствии подтяжки и замены канатов. Для преднапряжения используется ортогональная схема расположения арматурных элементов (рисунок 2.2.1.8).

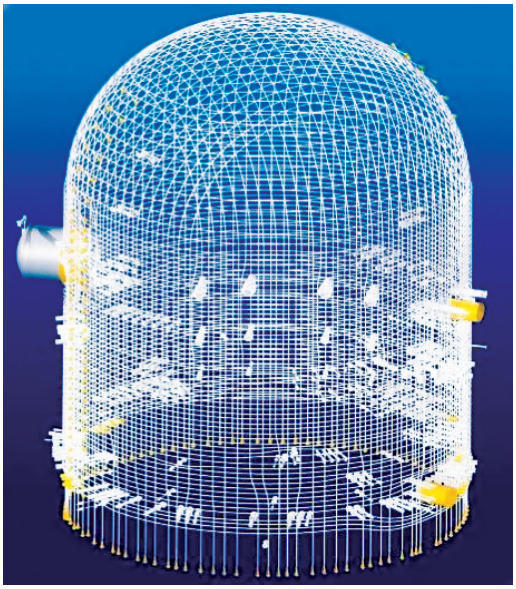


Рисунок 2.2.1.8
Расположение арматурных пучков СПЗО

Натяжение кольцевых арматурных преднапрягаемых пучков, расположенных в цилиндрической части оболочки и в нижней зоне купола, осуществляется на две вертикальные пилястры толщиной по оси 0,65 м и шириной 5,0 м.

Кольцевые пучки в цилиндрической части оболочки расположены со средним шагом по высоте 700 мм, в купольной части – с шагом по образующей 1300 мм.

Анкеровка кольцевых пучков осуществляется поочередно то на одной, то на другой пилястре (т. е. каждый последующий пучок повернут относительно предыдущего на 180 градусов), что позволяет создать более однородное обжатие. Общее количество арматурных пучков АП-55 составляет:

– горизонтальных в цилиндре – 53 шт.;

– горизонтальных в куполе – 15 шт.;

– вертикальных – 60 шт.

Для вертикального преднапряжения цилиндра и купола используются U-образные пучки, охватывающие оболочку во взаимоперпендикулярных направлениях, проходящие через купол и анкерующиеся в нижней кольцевой галерее, находящейся в фундаментной части реакторного здания. Шаг вертикальных пучков по кольцу – 3 градуса.

По толщине сечения защитной оболочки горизонтальные преднапрягаемые арматурные элементы располагаются в два ряда у наружной грани оболочки, вертикальные – с привязкой 400 мм к внутренней грани оболочки. Кольцевые пучки в куполе расположены в один ряд.

Внутренняя оболочка дополнительно армируется обычной арматурой, частично воспринимающей усилия в зонах концентрации напряжений при различных видах воздействий, в том числе при натяжении напрягаемых канатов и действии избыточного давления.

Состав наблюдений за напряженно-деформированным состоянием защитной оболочки и уровнем обжатия включает в себя измерение усилий натяжения армоканатов СПЗО, напряжений в арматуре оболочки, температуры и деформаций бетона оболочки, перемещений стенок цилиндрической части.

Преимущества двойной защитной оболочки

Основными преимуществами двойной защитной оболочки являются:

1. снижение аварийных выбросов и уровня возможного радиационного воздействия на население и персонал;

2. разделение функций – внешняя оболочка служит физической защитой от внешних воздействий, внутренняя обеспечивает герметичность при всех режимах работы АЭС, включая аварийные;

3. наличие пространства (зазора) между оболочками, позволяющее:

– поддержать в нем вакуум и локализовать утечки;

– рассредоточить проходки, что улучшает условия эксплуатации и инспекции;

– четко разделить каналы систем безопасности, разместить датчики аппаратуры, трубопроводы, кабели;

– обеспечить в зазоре стабильные температурные условия, что приводит к снижению термических напряжений во внутренней оболочке.

2.2.1.2 Герметизирующая стальная облицовка

Проект предъявляет высокие требования по герметичности ЗЛА. Величина интегральной утечки через герметичное ограждение зоны локализации аварии должна составлять не более 0,3 % в сутки от свободного объема воздуха под оболочкой при расчетном аварийном давлении 0,4 МПа (изб.).

Для обеспечения этих требований по внутренней поверхности внутреннего контаймента выполнена облицовка из углеродистой стали с антикоррозионным полимерным защитным покрытием.

Стальная облицовка представляет собой тонкостенную листовую конструкцию, соединенную с бетоном защитной оболочки анкерными элементами. Анкерные элементы представляют собой прокатные уголки с приваренными к ним анкерами.

Толщина облицовки составляет 6 мм – в местах, доступных для осмотра и проверки герметичности в процессе эксплуатации, и 8 мм – в недоступных для осмотра местах (по опорной плите оболочки, которая защищается железобетонной плитой 600 мм).

Компоновка внутренних конструкций ЗЛА выполняется таким образом, что они защищают герметизирующую облицовку от действий струй, ударных волн, летящих предметов, воздействия которых возможны в результате аварийных режимов.

В необходимых местах защитной оболочки устанавливаются закладные детали, шлюзы и проходки, которые привариваются к листу облицовки и также являются герметизирующими элементами.

В помещениях, служащих емкостью для радиоактивных сред или заполняемых при перегрузке топлива раствором борной кислоты (бассейн выдержки, шахта реактора, шахта ВКУ), выполнена герметизирующая облицовка пола и стен емкостей из листов коррозионностойкой стали марки 08Х18Н10Т толщиной 5 мм для пола и 4 мм – для стен.

2.2.1.3 Транспортный, основной и аварийный шлюзы

Для сохранения проектной степени герметичности зоны локализации аварии во время перемещения груза внутрь контайнмента или входа/выхода обслуживающего персонала в зону ограниченного доступа герметичной оболочки – проектом предусмотрено три герметичных шлюза:

– транспортный шлюз для транспортировки топлива и крупного оборудования (отметка +26,3);

– основной эксплуатационный шлюз для прохода персонала и подачи малых грузов (отметка + 8,14);

– аварийный (резервный) шлюз для прохода персонала и подачи малых грузов (отметка + 8,14).

Все шлюзы относятся ко 2 классу безопасности по НП-001-15 и имеют классификационное обозначение 2НЛ.

Шлюзы рассчитаны на нагрузки:

– от максимального расчетного землетрясения силой 7 баллов по шкале MSK-64;

– от падения самолета весом 5 т со скоростью 100 м/с на ограждающие конструкции здания реактора;

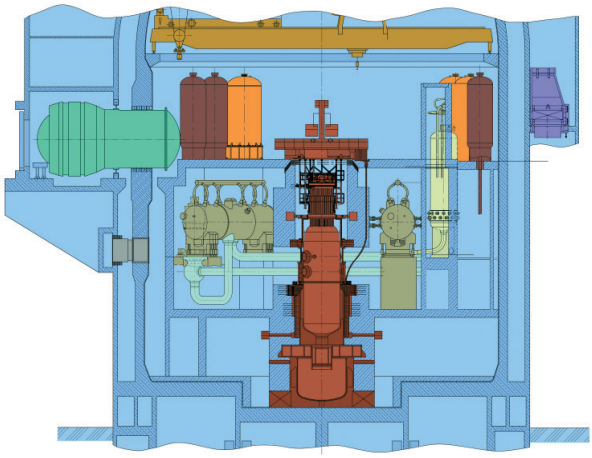
– от внешней воздушной ударной волны с давлением во фронте 30 кПа, что соответствует взрыву 2,2 т взрывчатого вещества на расстоянии 39 метров от строительной конструкции.

Транспортный шлюз

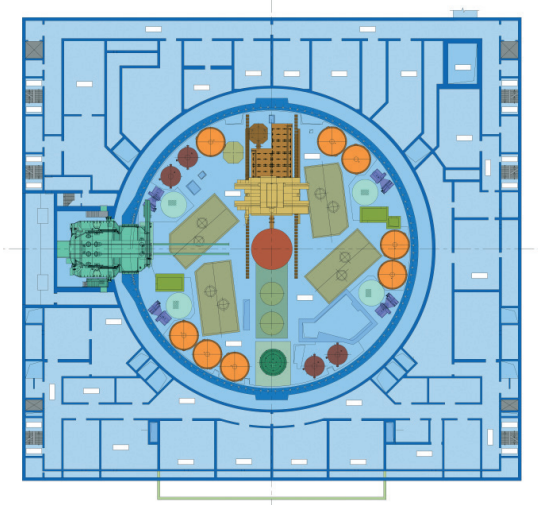
Транспортный шлюз обеспечивает транспортировку грузов на отметку обслуживания реакторного зала (+26,3) при ремонтах оборудования РУ, перегрузке активной зоны реактора и вывозе отработавшего топлива из бассейна выдержки.

Ось шлюза располагается на уровне плюс 28,9 м, перпендикулярно к продольной оси бассейна выдержки (рисунок 2.2.1.9).

В зоне транспортного шлюза выполнено усиление стен внутренней защитной оболочки в виде утолщений с наружной и внутренней граней.



Реакторное здание.
Разрез по сечению
транспортного шлюза



Реакторное здание.
План на отметке +26,300

Рисунок 2.2.1.9
Расположение транспортного шлюза в здании реактора

Общий вид транспортного шлюза изображен на рисунке 2.2.1.10.

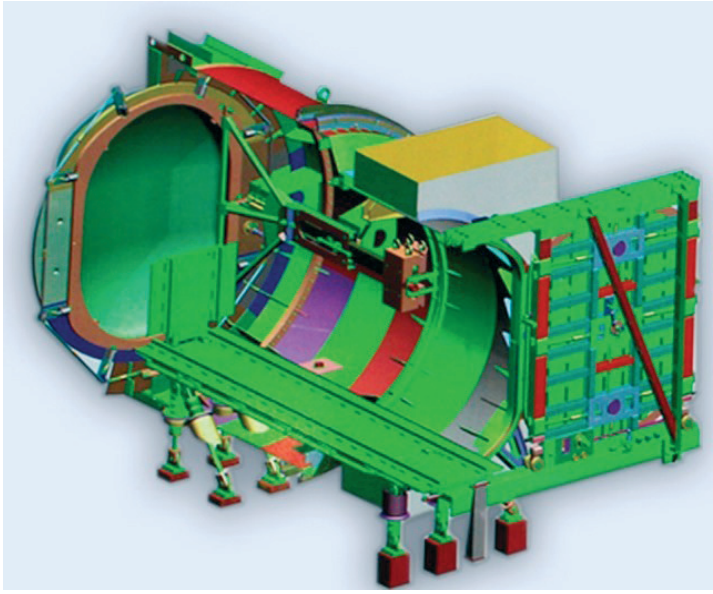


Рисунок 2.2.1.10
Общий вид транспортного шлюза

Внутренний диаметр закладной детали шлюза составляет 7,26 м. Закладная заанкерена в тело внутренней оболочки. Нагрузка от транспортной тележки с грузом передается на наружную оболочку и внутренние конструкции герметичного объема. Максимальная масса провозимого груза во время эксплуатации блока = 140 т, масса тележки около 50 т.

Допустимые протечки через сопряжения всех элементов шлюза (уплотнения, сварные швы) при любых режимах эксплуатации и аварийных режимах не превышают 0,1 $м^3$/сут.

Шлюз оборудован перепускными клапанами для выравнивания давления перед открытием ворот.

Ворота открываются внутрь герметичной зоны. Открывание и закрывание ворот шлюза выполняется при помощи электрифицированного гидропривода. Управление электрифицированным приводом производится с пультов управления, расположенных по одному пульту снаружи с каждой стороны шлюза и один пульт внутри шлюза.

В качестве резервного привода предусмотрено ручное управление. Ручное управление осуществляется с помощью рукояток (штурвалов), расположенных снаружи с каждой стороны шлюза и внутри шлюза.

В конструкции шлюза предусмотрен аварийный лаз со стороны негерметичной зоны.

Основной и резервный шлюзы для персонала

Шлюзы позволяют организовать проход обслуживающего персонала внутрь защитной оболочки, не нарушая ее герметичность.

В конструкции шлюзов реализованы следующие требования:

– двери шлюза открываются внутрь оболочки;
– каждой дверью можно управлять, находясь как в шлюзе, так и вне его;
– закрывание и открывание дверей шлюза производится как при помощи электродвигателя (основное управление), так и вручную (резервное управление);
– возможность открывания одной двери при открытой другой конструктивно исключена (механическая блокировка);
– шлюз оборудован перепускными клапанами для выравнивания давления;
– шлюз оборудован устройством для аварийной подачи воздуха,
– внутри шлюза имеется аварийное освещение и средства связи;
– для шлюза предусмотрен контроль положения и герметичности дверей с внешней стороны по отношению к зоне локализации аварий, сигналы выведены на БПУ и РПУ.

Шлюзы расположены по разные стороны от бассейна выдержки (рисунок 2.2.1.11):

– на отметке плюс 8,140 м со стороны внутренней оболочки UJA;
– на отметке плюс 8,400 м со стороны обстройки здания реактора UKA.

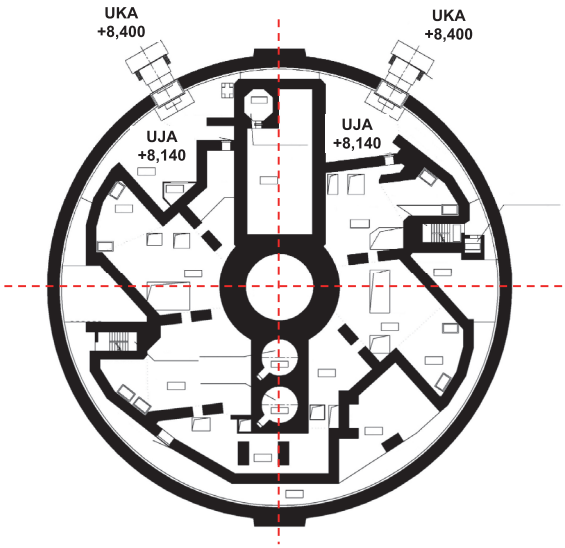


Рисунок 2.2.1.11
Расположение основного и аварийного шлюза для персонала. План внутреннего контайнмента на отметке +8,140

Оси основного и резервного шлюзов располагаются на уровне плюс 9,10 м. Внутренний диаметр закладных деталей шлюзов идентичен и составляет 2,82 м.

Корпус шлюза состоит из обечайки, к которой приварены по торцам два фланца с проемами прямоугольной формы шириной 900 мм и высотой 1800 мм для прохода через шлюз обслуживающего персонала. Проемы корпуса герметично закрыты дверями, открывающимися в сторону герметичной зоны. Толщина дверей – 120 мм.

Соединение корпуса шлюза с внутренней закладной шлюза, установленной в герметичную внутреннюю оболочку, произведено с применением сварки. Герметичность этого сварного соединения проверяется по рабочей программе после монтажа, во время проведения испытаний ЗО и в процессе эксплуатации.

Зазор между корпусом шлюза и закладной в наружной защитной оболочке герметизируется с помощью уплотнения шлюза.

Контроль герметичности всех шлюзов и дверей с внешней стороны по отношению к ЗЛА должен производиться после каждого цикла открытие-закрытие. Контроль осуществляется по величине давления при подаче воздуха в конструктивные специальные полости уплотнения дверей.

2.2.1.4 Герметичные проходки

Пересечение герметичного ограждения технологическими и электротехническими трассами выполняется с помощью специальных проходок, обеспечивающих герметичность мест пересечения.

Соединение проходок с закладными деталями и соединение закладных деталей с герметизирующей стальной облицовкой производится сваркой.

В проекте использованы:

– герметичные трубные проходки для технологических и вентиляционных коммуникаций;

– закладные детали герметичных трубных проходок для технологических и вентиляционных коммуникаций;

– герметичные кабельные проходки под контрольные кабели;

– герметичные кабельные проходки под силовые кабели.

Типы трубопроводных проходок определялись особенностями компоновочных решений реакторного отделения и параметрами сред, проходящих по трубопроводам.

Проходки сохраняют прочность и работоспособность как в нормальных условиях, так и во всем диапазоне сейсмических воздействий до МРЗ 7 баллов по шкале MSK-64, происходящего одновременно с максимальной проектной аварией.

Трубные проходки выполнены неподвижными и рассчитаны на все усилия от трубопроводов, а также усилия, возникающие при их возможных разрывах. При этом герметичность соединений проходок не нарушается.

По конструктивным признакам и характеристикам протекающих в них сред, трубопроводные проходки делятся на охлаждаемые и неохлаждаемые, выполненные из углеродистой и нержавеющей стали, на высокое и низкое давление, вертикальные и горизонтальные, для пучков трубопроводов, трапные и сливные.

Проходы силовых и контрольных кабельных трасс через ограждающие конструкции зоны локализации аварий выполнены через специальные герметичные кабельные проходки и рассчитанные на то же давление, что и строительная часть внутренней герметичной защитной оболочки. Проходки оборудованы специальными камерами, позволяющими осуществлять контроль их герметичности.

По конструктивным признакам и техническим характеристикам герметичные проходки контрольных и силовых кабелей выбираются по толщине конструкций защитной оболочки, по количеству токопроводов, по марке кабеля, по номинальному напряжению и току, по динамической и термической стойкости.

Проходы кабельных линий через защитную оболочку выполняются с помощью герметичных кабельных проходок. Конструкция проходки имеет два барьера герметичности. Для текущего визуального контроля герметичности проходка поставляется под внутренним избыточным давлением газа и с установленным манометром со стороны «чистой зоны».

На рисунках 2.2.1.12, 2.2.1.13 изображены эскизы различных типов проходок.

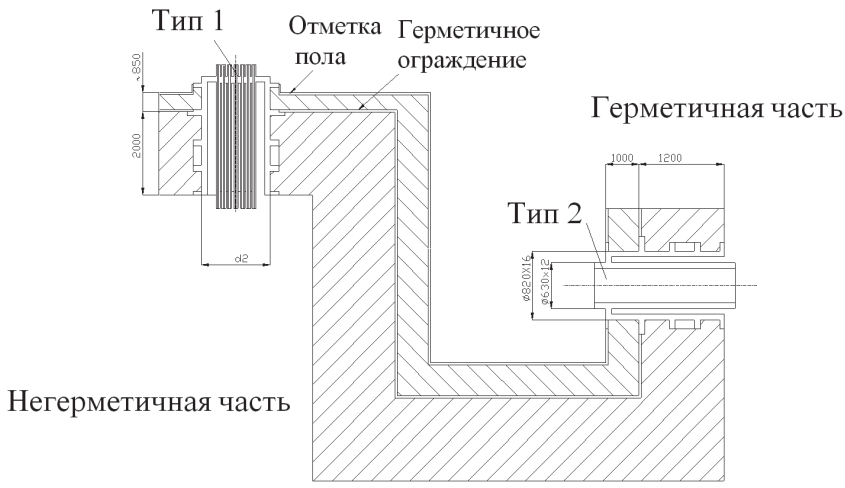


Рисунок 2.2.1.12 Расположение гермопроходок в плите 0,000

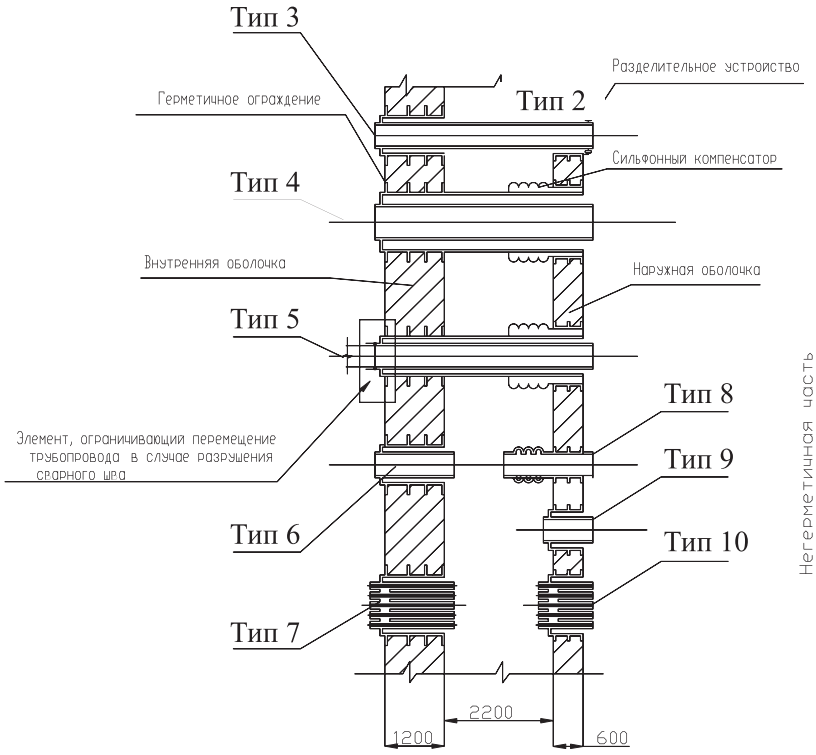


Рисунок 2.2.1.13 Эскизы различных типов проходок

На рисунке 2.2.1.14 изображен эскиз расположения герметичных трубных проходок паропроводов и трубопроводов питательной воды.

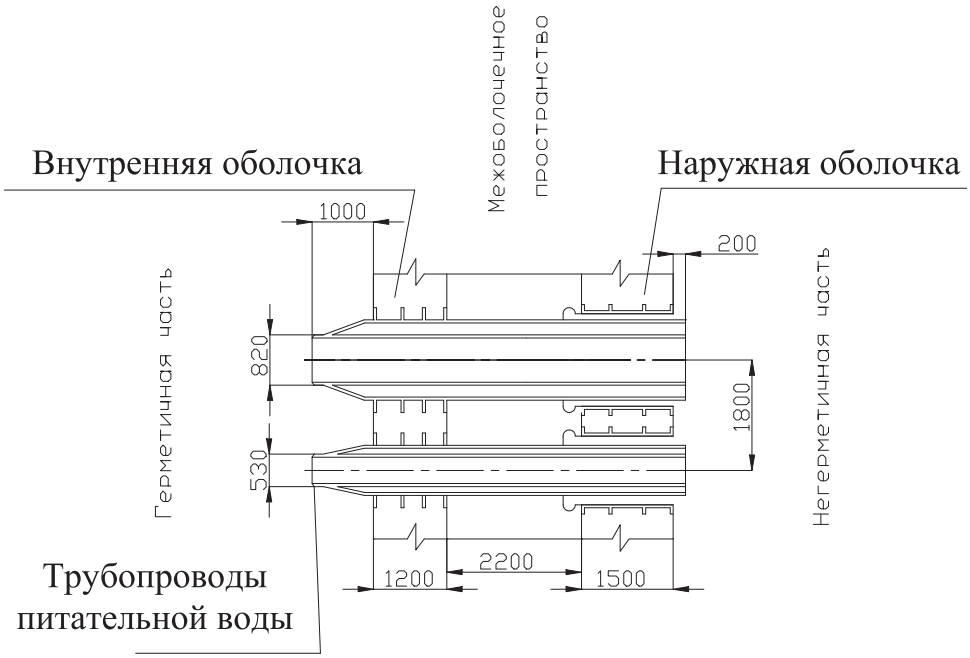


Рисунок 2.2.1.14
Эскиз расположения герметичных трубных проходок паропроводов и трубопроводов питательной воды

Критерием отказа проходок является разрыв трубопровода проходки и (или) потеря герметичности СГО через проходку.

Трубопроводные герметичные проходки, находящиеся в резерве, заглушаются. В групповых герметичных проходках контрольно-измерительных систем не использованные (резервные) линии заглушаются.

Закладные детали проходок привариваются к герметичной облицовке нахлесточными или угловыми швами с образованием испытательных камер, позволяющих контролировать эти швы на герметичность избыточным давлением воздуха в период изготовления и монтажа конструкций оболочки. Доступность этих сварных соединений позволяет при необходимости контролировать их и в период эксплуатации блока.

2.2.1.5 Изолирующие устройства

Все пересекающие герметичное ограждение трубопроводные коммуникации, которые необходимо перекрывать при аварии для предотвращения выхода радиоактивных веществ за пределы зоны локализации аварий, снабжены изолирующими устройствами.

Количество изолирующих устройств и места их установки при любом исходном событии, в том числе и при разрыве корпуса одного из изолирующих устройств, определяется из условия обеспечения сохранности как минимум одного барьера, препятствующего распространению радиоактивных веществ за пределы зоны локализации с учетом принципа единичного отказа и отказа по общей причине.

Основным критерием выбора времени закрытия изолирующих устройств является недопущение повышенного выхода активности за пределы защитной оболочки.

2.2.1.5.1 Локализующая арматура

В качестве локализующей арматуры используются запорные клапаны и задвижки с электрическим, с пневматическим или с ручным приводом (с замком).

Локализующая арматура с ручным приводом при работе реактора на мощности находится в закрытом положении, и ее открытие производится по специальному разрешению при нахождении РУ в состоянии «холодный останов» или «останов для ремонта».

Пневмоприводная локализующая арматура имеет время закрытия не более 10 секунд и устанавливается вне защитной оболочки.

Для снабжения пневмоприводов локализующей арматуры сжатым воздухом давлением от 4,5 до 5,0 МПа проектом предусмотрена система сжатого воздуха QFA, элементы которой относятся к третьему классу безопасности по НП-001-15 и имеют классификационное обозначение 3Н.

В случае потери давления управляющего воздуха арматуры (отказ ресиверов или трубопроводов системы QFA):

– шток пневмопривода локализующей арматуры сохраняет положение «открыто» в течение не менее 10 часов (при отсутствии электрического сигнала на закрытие арматуры);

– пневмопривод локализующей арматуры обеспечивает одно срабатывание на закрытие при дистанционной подаче электрического сигнала к электромагнитному переключателю пневмораспределителя, осуществляющему сброс воздуха из подпоршневых полостей пневмопривода.

На рисунке 2.2.1.15 представлен внешний вид локализующей арматуры с разрезом, на которых виден баллон с воздухом и сам затвор.

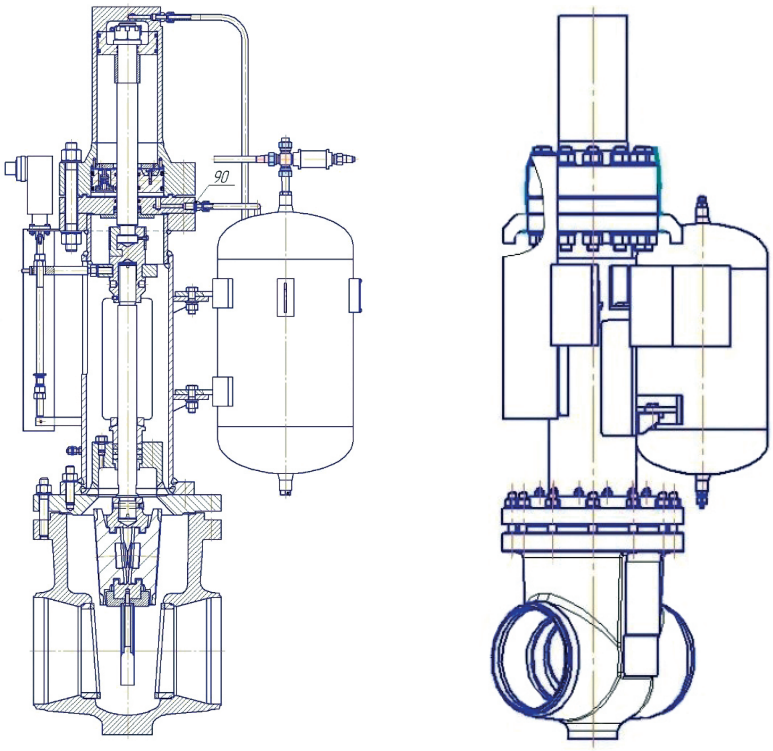


Рисунок 2.2.1.15
Внешний вид и разрез локализующей арматуры

Электроприводная локализующая арматура имеет время закрытия не более 60 секунд и устанавливается во внутреннем контайнменте.

На рисунке 2.2.1.16 показана локализующая группа с пневмо- и электроприводной арматурой.

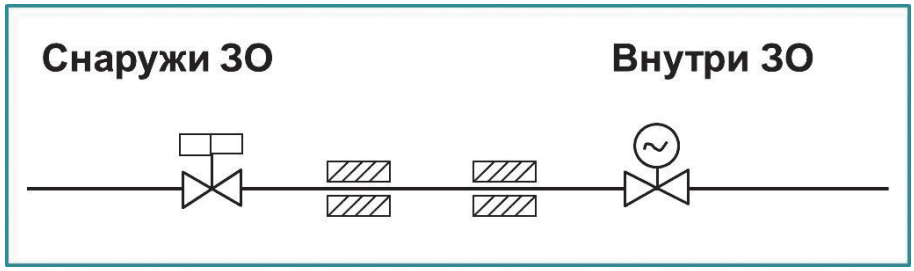


Рисунок 2.2.1.16
Локализующая группа с пневмо- и электроприводной арматурой

2.2.1.5.2 Отключающие устройства

Границу герметичной части пересекает большое количество импульсных трубопроводов датчиков КИП, которые не имеют локализующей арматуры при проходе через перекрытия и стены.

Для ограничения течей в герметичных помещениях и в помещениях датчиков КИП, которые могут возникнуть при повреждениях импульсных линий или при нарушении герметичности датчиков, на импульсных трубопроводах, связанных с радиоактивной средой высокого давления, у отборов устанавливаются отключающие устройства (ОУ).

Отключающие устройства предназначены для автоматического многократного отключения импульсных линий в случае появления течи в трубопроводе за ОУ, превышающие установленный расход срабатывания.

Отключающие устройства состоят из следующих основных деталей (рисунок 2.2.1.17):

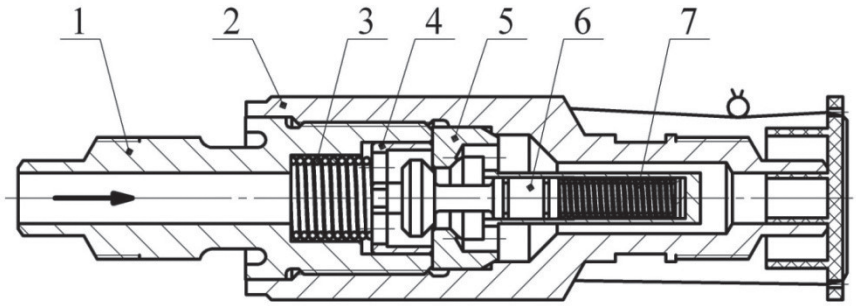
– корпуса и крышки, обеспечивающих транспортирование рабочей среды при открытом затворе ОУ;

– золотника, являющегося чувствительным элементом, который перекрывает проходное отверстие в седле при превышении заданного расхода срабатывания;

– седла с проходным отверстием;

– втулки, увеличивающей расход среды при продувке трубопровода;

– пружин, обеспечивающих необходимый расход срабатывания.



1 крышка; 2 корпус; 3, 7 пружины; 4 втулка; 5 седло; 6 золотник

Рисунок 2.2.1.17
Чертеж отключающего устройства

Принцип действия ОУ

При отсутствии расхода в импульсной трубке или при наличии расхода, меньше расхода срабатывания, золотник 6 под действием пружины 7 отведен от седла 5, и ОУ находится в нормальном рабочем положении. При появлении расхода выше допустимого в результате разрыва импульсной трубки или при образовании чрезмерной течи в ней золотник 6 под действием силы, действующей на золотник, перекрывает проходное отверстие в седле 5.

2.2.1.5.3 Локализация ЗО при течи теплоносителя первого контура

Контроль положения электро- и пневмоприводной локализующей арматуры в аварийных ситуациях производится оператором с панелей безопасности БПУ/РПУ.

Закрытие локализующей арматуры производится автоматически по инициирующим сигналам из управляющей системы безопасности (ФСКУ СВ11).

При росте давления во внутреннем контайнменте до 0,3 кПа автоматически закрывается локализующая арматура на воздуховодах систем приточной и вытяжной вентиляции внутреннего (системы KLA) и наружного (системы KLC) контайнментов (рисунок 2.2.1.18).

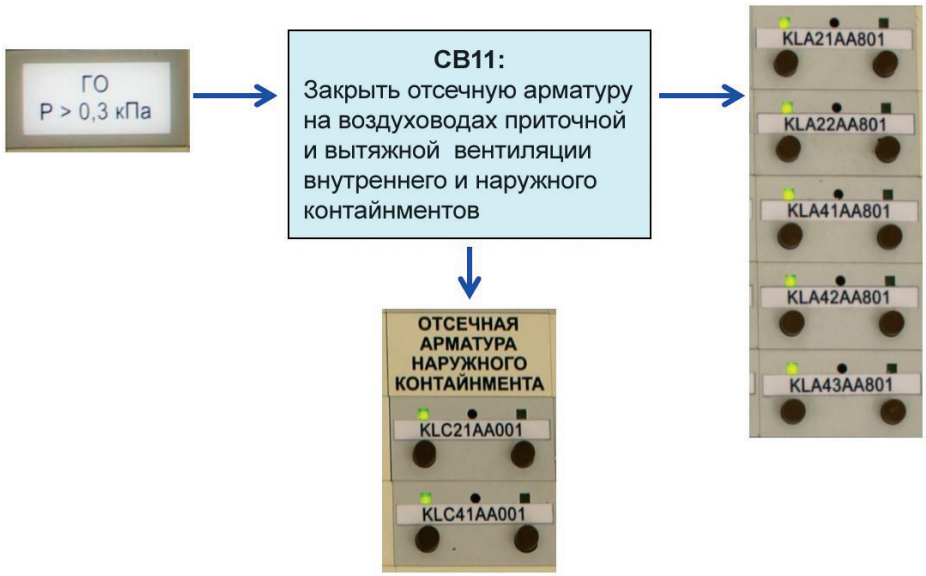


Рисунок 2.2.1.18
СВ11 закрытие локализующей арматуры на воздуховодах систем вентиляции

Арматура на воздуховодах закрывается при относительно низком избыточном давлении внутри защитной оболочки, поскольку воздуховоды имеют большое сечение и выход среды через вытяжные вентиляционные системы производится непосредственно за пределы двойной защитной оболочки.

Локализующая арматура **на технологических трубопроводах** закрывается при достижении одного из следующих критериев, подтверждающих наличие течи теплоносителя первого контура:

– предельное значение разницы температур (ΔT_{S-1}) между температурой насыщения первого контура и максимальной температурой горячей нитки менее 8 ˚С

или

– избыточное давление в контайнменте более 30 кПа.

Для исключения перегрузки аккумуляторных батарей из-за больших пусковых токов одновременно закрывающейся арматуры, часть локализующей арматуры на технологических трубопроводах вынесена на вторую ступень закрытия с задержкой 5 секунд (рисунок 2.2.1.19).

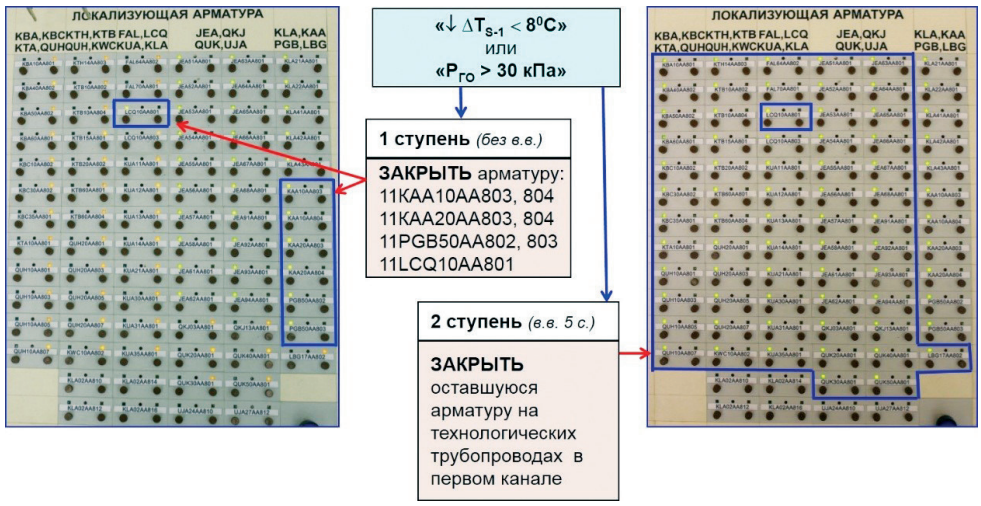


Рисунок 2.2.1.19
СВ11: алгоритм закрытия локализующей арматуры на технологических трубопроводах в 1 канале СБ

Указанная особенность имеет место только в первом канале СБ. Во втором канале используется преимущественно арматура с пневмоприводом, имеющим малые пусковые токи, и потому вся арматура закрывается одновременно (рисунок 2.2.1.20).

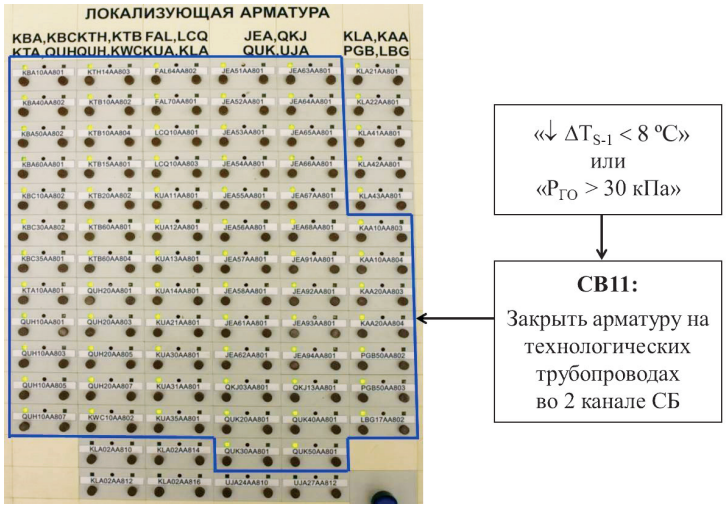


Рисунок 2.2.1.20
СВ11: алгоритм закрытия локализующей арматуры на технологических трубопроводах во 2 канале СБ

Во избежание ошибочных действий персонала вводится запрет на вмешательство оператора в управление локализующей арматурой в течение 30 мин. с момента инициации функции управления СВ11. Запрет снимается при совпадении трех условий:

– прошло 30 мин.;

– избыточное давление в контайнменте менее 20 кПа;

– отсутствует сигнал «ΔT_{S-1} менее 8 ºС».

Локализация ЗО при отказе УСБТ

При отказе УСБТ инициирующий сигнал на закрытие локализующей арматуры формируется в ДСЗ:

– для арматуры на воздуховодах систем приточной и вытяжной вентиляции внутреннего и наружного контайнментов «Избыточное давление в ЗО более 0,4 кПа»;

– для арматуры на технологических трубопроводах «Избыточное давление в ЗО более 40 кПа».

2.2.1.6 Режимы работы системы герметичного ограждения

Герметичное ограждение может работать в следующих режимах:

– нормальный режим работы;

– режим работы при нарушении теплоотвода;

– аварийный режим малой течи;

– аварийный режим большой течи;

– запроектная авария;

– тяжелая авария с плавлением топлива.

Параметры среды в герметичном ограждении при различных режимах работы представлены в таблице 2.2.1.2.

Таблица 2.2.1.2
Параметры среды в герметичном ограждении

Наименование	Размер-ность	Величина
1. Режим нормальной эксплуатации		
Температура	°С	15–60
Давление абс.	МПа	0,085–0,103
Влажность	%	90
Мощность поглощенной дозы	Гр/ч	от 0 до 1,0
Объемная активность	Бк/л	$7{,}4 \times 10^4$
2. Нарушение теплоотвода		
Температура	°С	от 30 до 75
Давление абс.	МПа	0,069–0,118
Влажность	%	до 100
Время существования режима	ч	до 15
Частота возникновения режима	1/год	1
Мощность поглощенной дозы	Гр/ч	от 0 до 1,0
Объемная активность	Бк/л	$7{,}4 \times 10^4$
3. Малая течь: от Ду 25 до Ду 100		
Температура парогазовой среды в объеме ЗО	°С	до 90
Максимально допустимое избыточное давление в ЗО	МПа	до 0,07
Влажность	%	Парогазовая смесь
Время существования аварийного режима	ч	до 5
Послеаварийная температура	°С	от 20 до 60
Послеаварийное давление	МПа	0,09–0,12
Частота возникновения режима	1/год	0,5

Продолжение таблицы 2.2.1.2

Наименование	Размер-ность	Величина
Мощность поглощенной дозы	Гр/ч	от 0 до 1,0
Объемная активность	Бк/л	2×10^7
4. Большая течь: от Ду 100 до Ду 850		
Температура парогазовой среды в объеме ЗО	°С	до 150
Максимально допустимое избыточное давление в ЗО	МПа	0,4
Разряжение в ЗО	кПа	Не более 10
Влажность	%	Парогазовая смесь
Концентрация водорода	%	Менее 2 %
Время существования аварийного режима	ч	до 24
Послеаварийная температура	°С	от 20 до 60
Послеаварийное давление	МПа	0,09–0,12
Продолжительность послеаварийного режима	сутки	30
Частота возникновения режима	1/год	0,033
Мощность поглощенной дозы	Гр/ч	Менее 1000
Объемная активность	Бк/л	4×10^9
5. Запроектная авария без плавления топлива		
Максимально возможная температура парогазовой среды в объеме ЗО	°С	– В течение 5 мин: 210 °С – Длительно: 150 °С (линейно снижается в течение 24 часов до 100 °С)
Максимально допустимое избыточное давление в ЗО	МПа	0,4 линейно спадающее в течение 24 часов до 0,15
Влажность	%	Парогазовая смесь

Продолжение таблицы 2.2.1.2

Наименование	Размерность	Величина
Время существования аварийного режима	ч	до 24
Продолжительность послеаварийного режима	сутки	30
Частота возникновения режима	1/год	Менее 10^{-7}
6. Тяжелая авария		
Максимально возможная температура парогазовой среды в объеме ЗО	°С	– Кратковременно: 210 °С. – Длительно: 180 °С
Максимально допустимое избыточное давление в ЗЛА*	МПа	0,6
Влажность	%	Парогазовая смесь
Время существования аварийного режима	ч	до 72
Продолжительность послеаварийного режима	сутки	30
Частота возникновения режима	1/год	Менее 10^{-7}

* Максимально допустимое давление в ЗЛА при тяжелых авариях принято на 50 % выше расчетного давления для проектных аварий: 0,4 МПа (изб.) х 1,5 = 0,6 МПа (изб.).

Для реализации приемочных критериев по параметрам ЗЛА проект предусматривает активные и пассивные системы безопасности:

– для внутреннего контайнмента: систему снижения давления и отвода тепла (спринклерную систему), систему аварийного удаления водорода;

– для наружного контайнмента – систему создания разряжения и газоаэрозольной очистки.

Для тяжелых аварий проект предусматривает устройство локализации расплава и системы, обеспечивающие отвод тепла от УЛР.

2.2.2 СПРИНКЛЕРНАЯ СИСТЕМА (JMN)

2.2.2.1 Назначение системы JMN и технологическая схема

Спринклерная система JMN предназначена для выполнения функции снижения параметров внутри защитной оболочки (давления и температуры) и функции связывания радиоактивного йода, содержащегося в парогазовой атмосфере гермообъема.

Система спроектирована с учетом принципа единичного отказа и обеспечивает выполнение своих функций при любом исходном событии аварии с наложением одного независимого от исходного события отказа любого активного или пассивного элемента, имеющего механические движущиеся части, или одной независимой от исходного события ошибки персонала. Система не имеет зависимых от исходного события отказов.

Проектом предусмотрена двухканальная структура системы 2 x 100 % – один работоспособный канал выполняет проектные функции в полном объеме.

Каналы системы физически разделены и полностью независимы друг от друга. Трубопроводы и арматура системы расположены в реакторном здании UKA и UJA (рисунок 2.2.2.1).

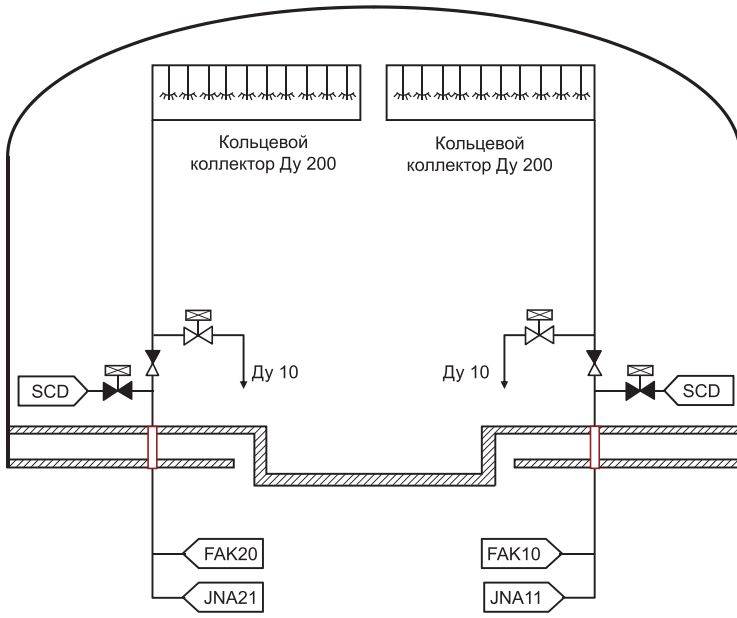


Рисунок 2.2.2.1
Технологическая схема системы JMN

В каждом канале предусмотрены:

– кольцевой коллектор (Ду 200) с установленными на нем 10 форсунками (Ду 50)
– трубопровод Ду 200 подачи раствора борной кислоты на кольцевой коллектор (на трубопроводе установлен обратный клапан);
– трубопровод Ду 200 подачи раствора борной кислоты от системы FAK10-20;
– трубопровод Ду 200 подачи раствора борной кислоты от системы JNA;
– дренажный трубопровод Ду 10 с нормально открытой ручной арматурой;
– трубопровод Ду 25 подачи сжатого воздуха от системы SCD с нормально закрытой ручной арматурой – для проведения пневмоиспытаний;
– датчик контроля влаги – для контроля наличия воды в трубопроводе подачи раствора борной кислоты на кольцевой коллектор после обратного клапана.

На напорной части спринклерного трубопровода после обратных клапанов предусмотрен дренажный трубопровод Ду 10 с нормально открытой ручной арматурой, предназначенный для удаления раствора борной кислоты после отключения системы с целью исключения кристаллизации бора на обратном клапане.

Наличие постоянно открытого дренажа не ухудшает характеристик спринклерной системы, так как при общей величине расхода раствора борной кислоты в каждом канале системы 300–310 м^3/ч расход через дренаж не превышает 3 м^3/ч.

Раздающие коллекторы со спринклерными форсунками расположены под куполом реакторного зала на отметках +53,150 (1 канал) и +52,35 (2 канал) (рисунок 2.2.2.2).

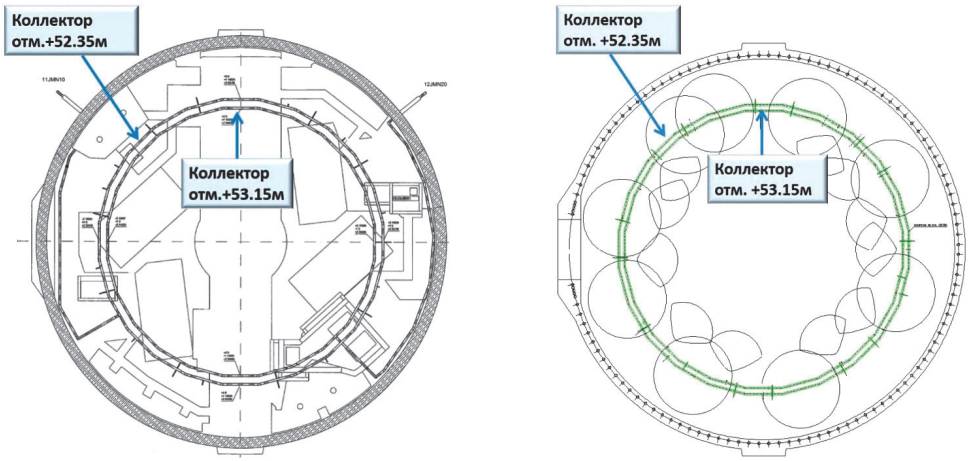


Рисунок 2.2.2.2
План размещения коллекторов спринклерной системы и схема расположения спринклерных форсунок

Кольцевое расположение форсунок совместно с определенным направлением разбрызгивания обеспечивает наиболее эффективное орошение всего гермообъема.

В этом случае в центре реакторного зала (отметка +26,3) достигается максимальное орошение с косинусоидальным распределением орошения по радиусу.

2.2.2.2 Технологическая схема системы охлаждения бассейна выдержки FAK10-20

Спринклерная система JMN не имеет в своем составе насосов, теплообменников и баков, а состоит только из трубопроводов, форсунок и арматуры.

Функцию спринклерных насосов в проекте НВАЭС-2 выполняют насосы системы охлаждения бассейна выдержки FAK10-20 (рисунок 2.2.2.3).

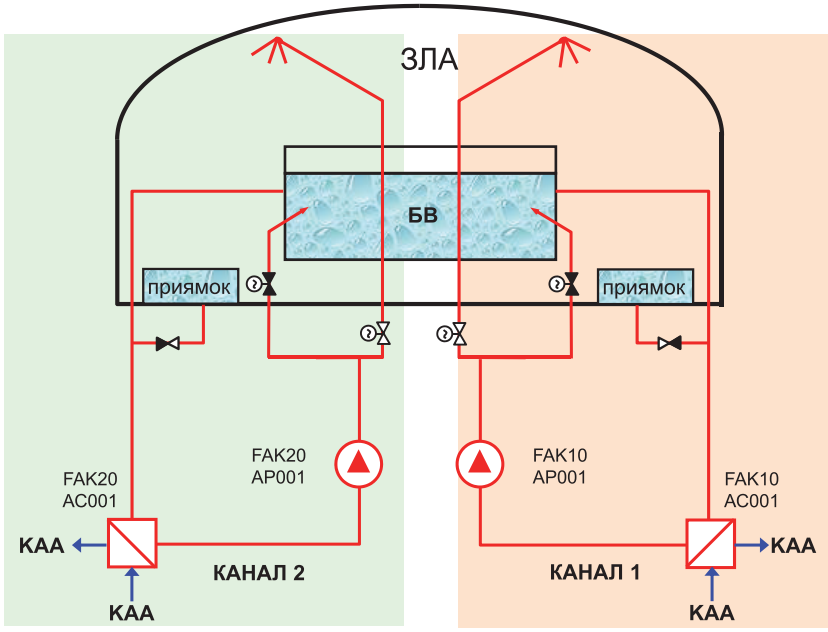


Рисунок 2.2.2.3
Упрощенная схема подачи воды на форсунки спринклерной системы от насосов системы охлаждения бассейна выдержки FAK10-20

Насос системы охлаждения бассейна выдержки FAK10-20 обеспечивает впрыск раствора борной кислоты в воздушное пространство защитной оболочки с расходом не менее 300 м^3/ч на один спринклерный коллектор.

Для снижения температуры спринклерной воды ниже 70 °С используется теплообменник системы FAK10-20, охлаждаемый в свою очередь системой промконтура ответственных потребителей здания UJA (KAA).

Для химического связывания радиоактивных изотопов йода ($I_{131} \div I_{135}$) к раствору борной кислоты, подаваемой на форсунки, подмешивается щелочной раствор из баков запаса щелочи FAK14(24)BB001. Подмешивание осуществляется за счет работы водоструйных насосов системы охлаждения БВ (рисунок 2.2.2.4.)

Теплообменники FAK10(20)AC001, насосы FAK10(20)AP001, баки запаса щелочного раствора реагента для связывания радиоактивного йода FAK14(24) BB001, водоструйные насосы установлены в здании UKA на отметке минус 5,400 м.

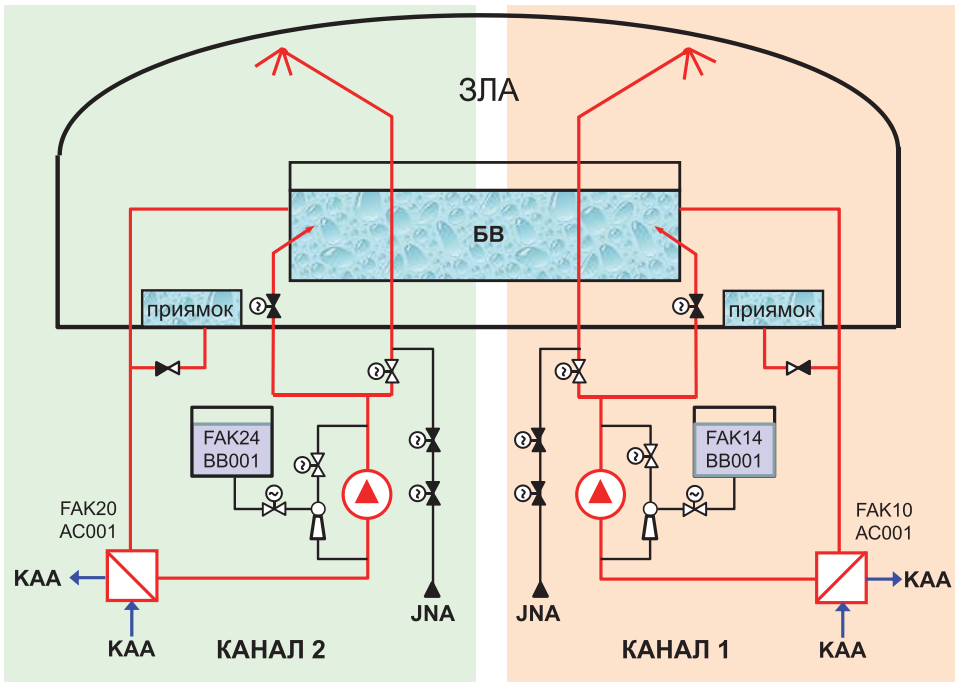


Рисунок 2.2.2.4
Упрощенная схема подачи химреагентов на всас насосов системы охлаждения бассейна выдержки FAK10-20

При запроектных авариях с отказом насосов системы FAK10-20 оператор имеет возможность подачи воды на форсунки от системы JNA – аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки. При работе спринклерной системы совместно с системой JNA используется теплообменник системы JNA, а функция связывания радиоактивного йода не выполняется ввиду отсутствия в составе системы JNA водоструйных насосов и баков запаса щелочи.

Технологическая схема **первого** канала спринклерной системы JMN и системы охлаждения бассейна выдержки FAK10 представлена на рисунке 2.2.2.5. В схеме предусмотрены:

– линия забора борированной воды из БВ или приямка ЗО (через фильтрующее устройство);

– линия подачи воды на спринклерные форсунки – работа системы при авариях типа LOCA;

– линия возврата охлажденной воды в БВ с расходом не менее 400 м^3/ч через арматуру 11FAK10AA002 (работа системы в режиме охлаждения БВ) или с расходом не менее 20 м^3/ч через арматуру 11FAK10AA001 (работа системы в режиме аварийной подпитки БВ);

– линия рециркуляции насоса FAK10AP001 – для исключения работы насоса в безрасходном режиме;

– линия отбора проб KUA40;

– линия подачи химреагентов в бак запаса щелочи из системы KPJ;

– линия подачи воды в реактор через соединительные трубопроводы ГЕ 2 ступени (JNG10-40) в режиме управления ЗПА (только на первом канале FAK10).

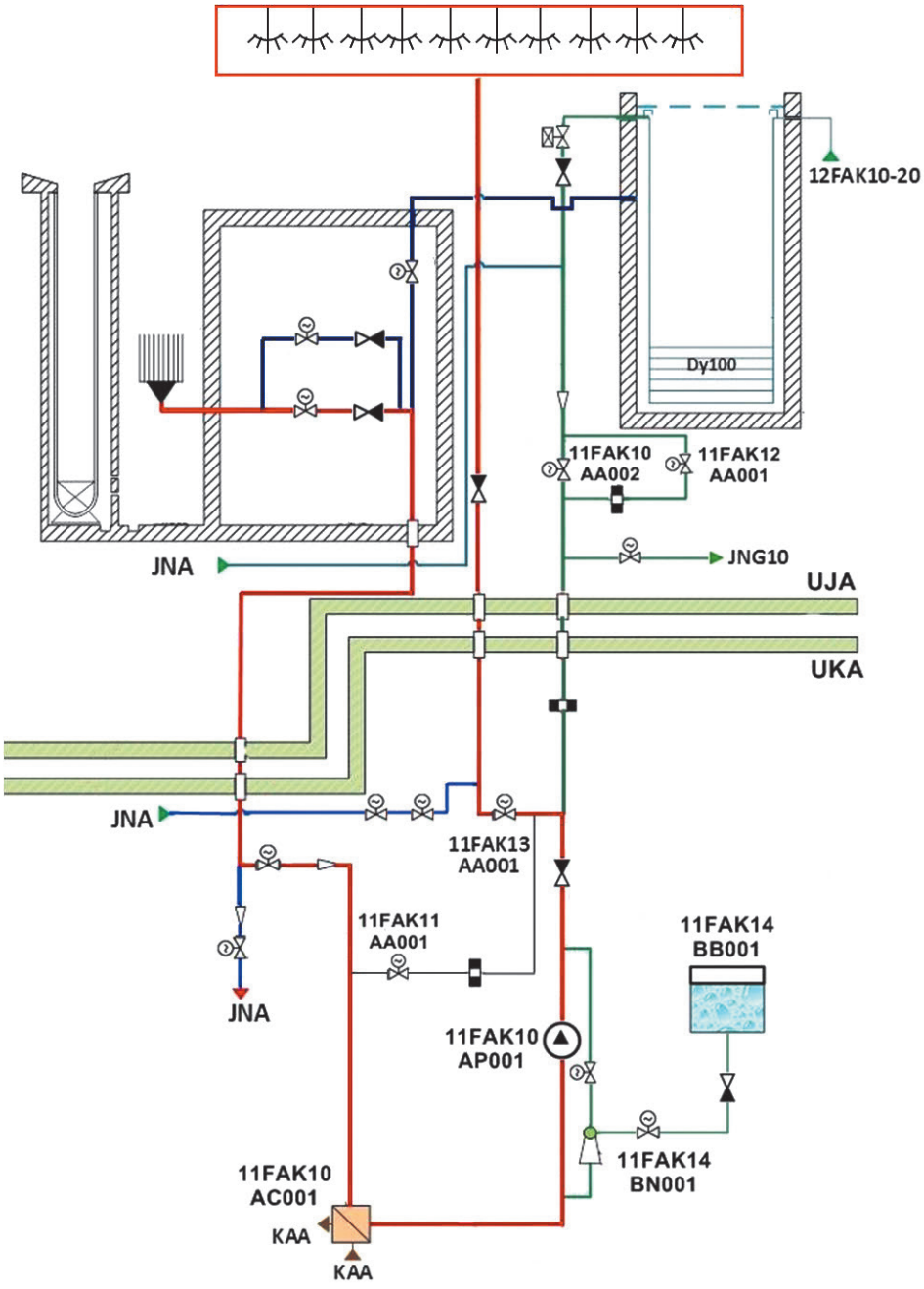
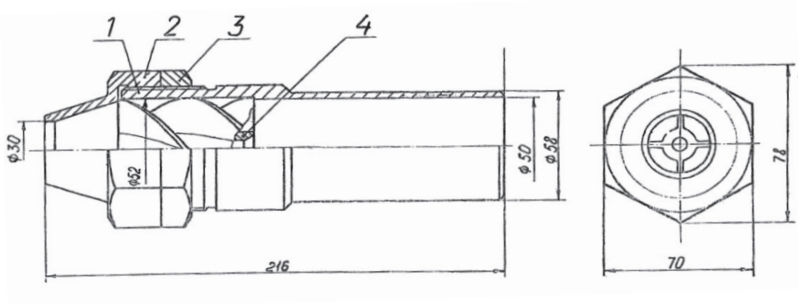


Рисунок 2.2.2.5
Технологическая схема первого канала спринклерной системы JMN и системы охлаждения бассейна выдержки FAK10

2.2.2.3 Конструкция и технические характеристики оборудования систем JMN и FAK

Форсунка спринклерной системы.

Конструкция спринклерной форсунки представлена на рисунке 2.2.2.6. На корпус форсунки (1) накручивается гайка (3) и сопло (2). Диаметр сопла равен 30 мм.



1. Корпус
2. Сопло
3. Гайка
4. Завихритель

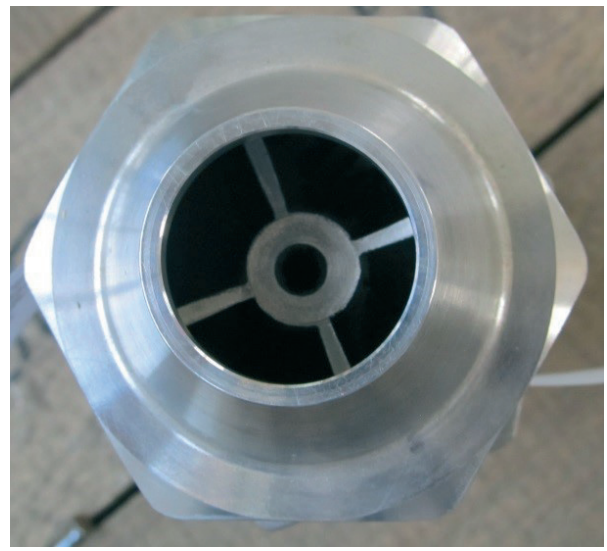


Рисунок 2.2.2.6
Конструкция форсунки спринклерной системы

Внутри корпуса располагается шнековый завихритель длиной 64 мм и внешним диаметром 52 мм (рисунок 2.2.2.7).

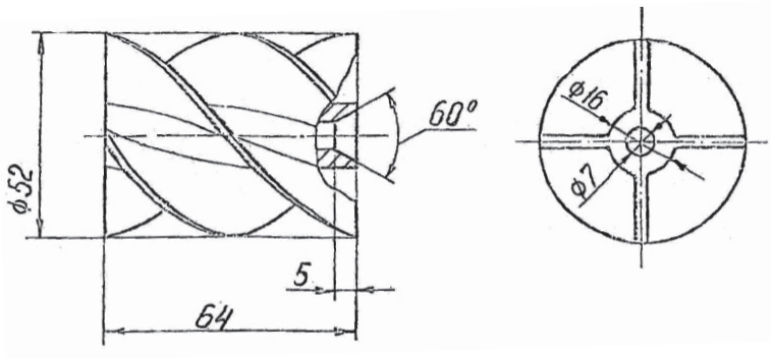


Рисунок 2.2.2.7
Завихритель форсунки

Проектный расход через одну форсунку равняется 30 м^3/ч при перепаде давления на форсунке 0,1 МПа.

Насос системы охлаждения бассейна выдержки FAK10-20AP001.

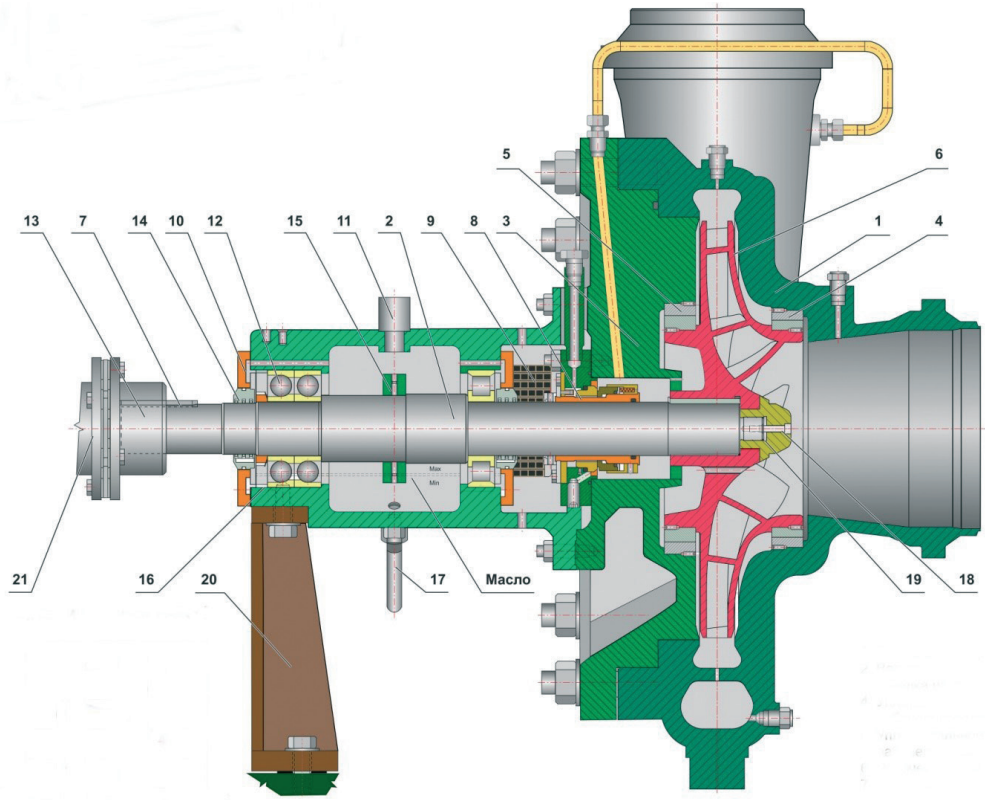
Насос системы охлаждения бассейна выдержки предназначен:

– для подачи борированной воды на форсунки спринклерных коллекторов с расходом 300 м^3/ч при проектных авариях, связанных с ростом избыточного давления в контайнменте более 30 кПа;

– для создания циркуляции в контуре охлаждения бассейна выдержки с расходом не менее 400 м^3/ч во всех режимах работы блока при отсутствии срабатывания разрывных защит 1 контура;

– для подпитки бассейна выдержки с расходом 20 м^3/ч при отводе тепла от топлива в БВ в испарительном режиме.

Насос FAK10(20)AP001 – центробежный, горизонтальный, консольный, одноступенчатый с осевым подводом жидкости и спиральным отводом (рисунок 2.2.2.8).



1. Спиральный корпус насоса
2. Вал ротора насоса
3. Крышка насоса
4. Уплотнительное кольцо рабочего колеса переднее
5. Уплотнительное кольцо рабочего колеса заднее
6. Рабочее колесо
7. Шпонка
8. Торцевое уплотнение
9. Защитный кожух узла торцевого уплотнения вала
10. Крышка подшипника
11. Воздуховыпускная пробка
12. Подшипник
13. Муфта
14. Узел уплотнения подшипника
15. Кольцо принудительной смазки подшипников
16. Дистанционное кольцо
17. Пробка
18. Болт
19. Гайка
20. Лапа кронштейна
21. Полумуфта электродвигателя
22. Корпус подшипников

Рисунок 2.2.2.8
Конструкция насоса FAK10-20

Ротор установлен в одном радиальном роликовом подшипнике и в двух подшипниках радиально-осевых с косоугольным касанием, которые воспринимают радиальное и осевое усилие.

Вал уплотняется одинарным торцевым уплотнением с промывкой и охлаждением собственной перекачиваемой средой. Трубопровод промывки и охлаждения соединяет напор насоса с уплотнением.

Технические характеристики насоса приведены в таблице 2.2.2.1.

Табл. 2.2.2.1
Характеристики насоса FAK10-20AP001

Наименование показателя	Величина
Рабочий диапазон подачи	68–500 м^3/ч
Рабочий диапазон напора	68–84 м
Гарантированная подача	430 м^3/ч
Гарантированный напор	80 м
Максимальное давление рабочей среды на всасе	не более 1 МПа
Допускаемый кавитационный запас	не менее 3,5 м
Температура перекачиваемой среды	20–150 °С
Мощность насоса при 20 °С	131 кВт
Коэффициент полезного действия насоса при 20 °С	78,7 %
Частота вращения	1487 об./мин.

Агрегат поставляется вместе с фундаментной рамой сварной конструкции, которая крепится к фундаменту анкерными болтами.

Насосные агрегаты оснащены КИП для безопасной работы, контроля и управления ими в процессе выполнения заданных функций.

Запрещается работа насоса системы охлаждения бассейна выдержки:

– в безрасходном режиме более 2 минут;
– при температуре перекачиваемой среды более 150 °С;
– при абсолютном давлении на всасе менее 0,035 МПа (кавитационный запас);
– при подаче насоса менее 68 м^3/ч и более 500 м^3/ч;
– при температуре подшипников насоса более 100 °С;

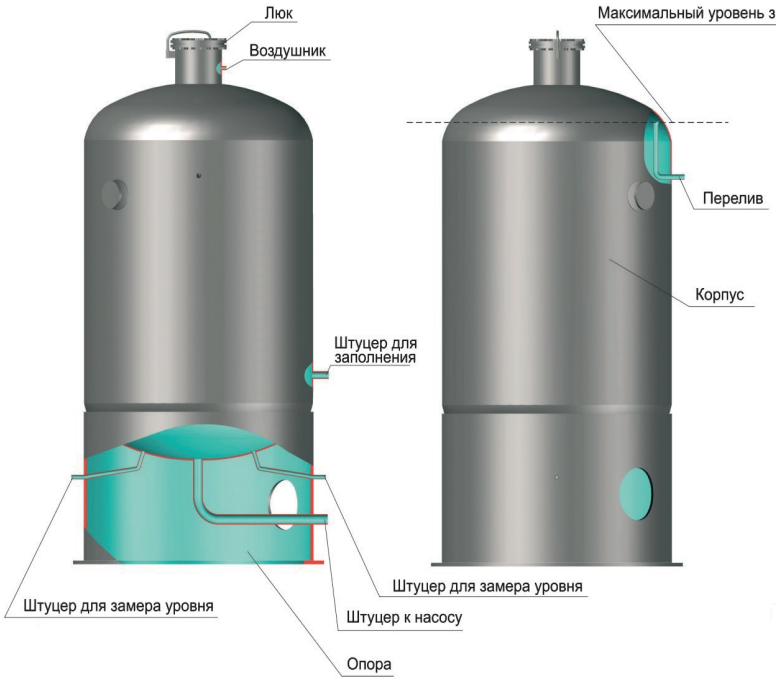
– при температуре подшипников электродвигателя более 90 °С;
– при температуре обмотки статора более 120 °С;
– при утечке через торцевое уплотнение более 0,03 л/ч при работе насоса;
– при утечке через торцевое уплотнение более 0,015 л/ч при стоянке насоса;
– при значениях виброскорости подшипников насоса более 4 мм/с, электродвигателя более 4,5 мм/с;
– при давлении на напоре работающего агрегата менее 0,6 МПа.

Бак спринклерного раствора FAK10-20BB001

Бак предназначен для хранения щелочного раствора реагента, связывающего радиоактивный йод.

Бак представляет собой цилиндрический сосуд цельносварной конструкции с эллиптическими кровлей и днищем.

Бак имеет следующий ряд конструктивных элементов: воздушник, штуцер для заполнения, штуцер к насосам, два штуцера замера уровня, перелив с гидрозатвором и люк-лаз для осмотра и очистки внутренней поверхности диаметром 800 мм (рисунок 2.2.2.9).



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БАКА СПРИНКЛЕРНОГО РАСТВОРА:

Полный объем: 7 м^3

Полезный объем: 6,3 м^3

Рабочее давление: 0,024 МПа

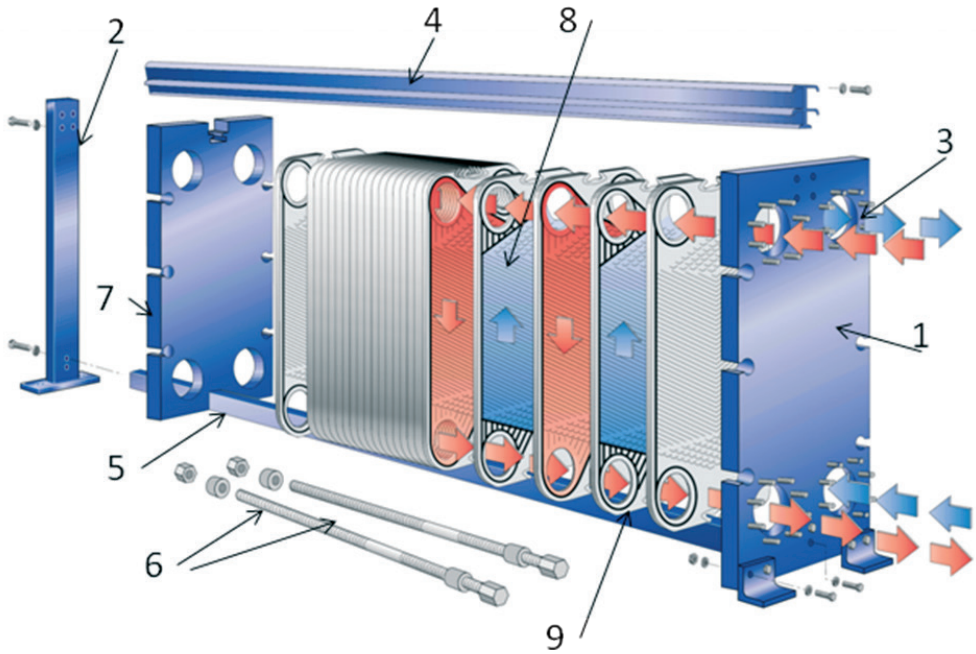
Рабочая температура: 40 °С

Рисунок 2.2.2.9
Конструкция бака спринклерного раствора

Теплообменник охлаждения БВ FAK10(20)AC001

В качестве теплообменника охлаждения БВ в проекте НВАЭС-2 используется теплообменник пластинчатого типа T20-PFG.

Теплообменник состоит из ряда одинаковых пластин, набранных в пакет (канальные пластины) и стянутых между основной и нажимной пластинами стяжными болтами (рисунок 2.2.2.10).



1. Основная пластина
2. Опорная штанга
3. Соединение
4. Несущая штанга
5. Направляющая штанга
6. Затяжные болты
7. Нажимная пластина
8. Канальная пластина
9. Уплотнение

Рисунок 2.2.2.10
Конструкция пластинчатого теплообменника

Канальная пластина имеет четыре отверстия для подвода греющей и нагреваемой сред. В канальной пластине по ее периметру предусмотрена канавка, в которую установлена уплотнительная прокладка.

Прокладка имеет специальную форму, за счет которой блокируется подвод среды к двум из четырех отверстий пластины.

В набранном пакете канальные пластины развернуты одна за другой на 180^0 образуя, таким образом, противоточные каналы для движения сред. В разрезе каналы для движения сред имеют волнистую форму.

Волнистая форма пластин является причиной турбулентного потока в каналах теплообменника. Турбулентность оказывает большое сопротивление формированию осадков на поверхности пластины.

Входы и выходы греющей и нагреваемой сред расположены со стороны основной пластины. Во время прохода через аппарат более теплая среда отдает определенное количество тепла тонкой перегородке, которая в свою очередь охлаждается холодной средой с другой стороны.

Технические характеристики теплообменника приведены в табл. 2.2.2.2.

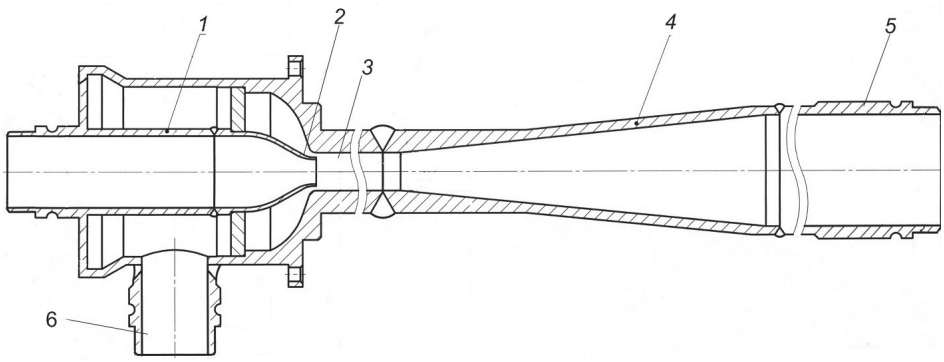
Табл. 2.2.2.2
Характеристики теплообменника FAK10-20AC001

Наименование показателя	Величина
Тип теплообменника	T20-PFG
Греющая сторона (вода БВ, приямка ЗО)	
Расход	410 т/ч
Перепад	24,64 кПа
Температура среды на входе/выходе	48/30°С
Расчетное давление	1 МПа
Расчетная температура	150 °С
Нагреваемая сторона (дистиллят системы КАА)	
Расход	700 т/ч
Перепад	70,54 кПа
Температура среды на входе/выходе	28/38,5 °С
Расчетное давление	1 МПа
Расчетная температура	150 °С

Насос водоструйный FAK14(24)BN001

Насос водоструйный предназначен для подачи реагентов на всас насосов охлаждения бассейна выдержки раствора с целью связывания радиоактивного йода при авариях с течью теплоносителя первого контура.

Конструкция водоструйного насоса представлена на рисунке 2.2.2.11. Насос не имеет движущихся частей и полностью герметичен.



1. Подвод рабочей жидкости
2. Сопло
3. Камера смешения
4. Диффузор
5. Напорный патрубок
6. Патрубок подвода перекачиваемой жидкости

Рисунок 2.2.2.11
Конструкция водоструйного насоса

Принцип действия. С напора насоса FAK10(20)AP001 на вход водоструйного насоса подается расход рабочей жидкости (активный поток). В сужающемся сопле (поз. 2) потенциальная энергия (давление) активного потока преобразуется в кинетическую энергию. За счет падения давления в сопле создается вакуум, обеспечивающий подсасывание через всасывающий патрубок (поз. 6) раствора реагентов из бака запаса щелочи (пассивный поток).

В камере смешения насоса (поз. 3) активный поток, перемешиваясь с пассивным потоком, отдает ему свою энергию. После камеры смешения жидкость попадает в диффузор (поз. 4), где кинетическая энергия смешавшихся активного и пассивного потоков преобразуется в потенциальную энергию, то есть происходит падение скорости потока и рост давления на выходе из насоса.

Подвод рабочей жидкости к насосу осуществляется по оси насоса, подвод перекачиваемой жидкости – перпендикулярно оси насоса, отвод перекачиваемой жидкости – по оси насоса (рисунок 2.2.2.11).

Рабочая точка насоса зависит от давления и подачи рабочей и перекачиваемой среды, а также от давления на выходе из насоса.

Технические характеристики насоса представлены в таблице 2.2.2.3.

Табл. 2.2.2.3
Технические характеристики насоса водоструйного FAK14(24)BN001

Наименование показателя	Величина
Расход рабочей среды	50 м^3/ч
Расход перекачиваемой среды	10 м^3/ч
Избыточное давление рабочей жидкости на входе в насос	1,5–0,83 МПа
Избыточное давление перекачиваемой жидкости на входе в насос	0,03 МПа
Противодавление на выходе из насоса	0,7–0,03 МПа
Расчетное давление рабочей жидкости: – на входе в насос – на выходе из насоса	 2,0 МПа 1,0 МПа
Номинальный диаметр: – патрубка рабочей среды – патрубка перекачиваемой среды – напорного патрубка	 57 57 89

2.2.2.4 Контроль параметров системы JMN и FAK10-20 на панелях БПУ/РПУ

На панелях безопасности БПУ/РПУ для системы JMN и FAK10-20 предусмотрены следующие средства контроля и управления (рисунок 2.2.2.12):

– табло сигнализации (аварийное состояние насоса FAK, отсутствие избыточного давления на всасе насоса, снижение уровня в баке запаса щелочи менее 2 м, низкая подача борированной воды в БВ, низкий уровень воды в БВ, высокая температура воды в БВ – более 70 °С);

– показывающий прибор «Расход FAK10(20)AP001»;

– мнемосхема системы.

На мнемосхеме расположены ключи дистанционного управления насосом и электроприводной арматурой системы, а также приборы контроля: уровня в БВ, уровня в баке запаса щелочи, температуры воды в БВ, температуры до и после теплообменника системы FAK.

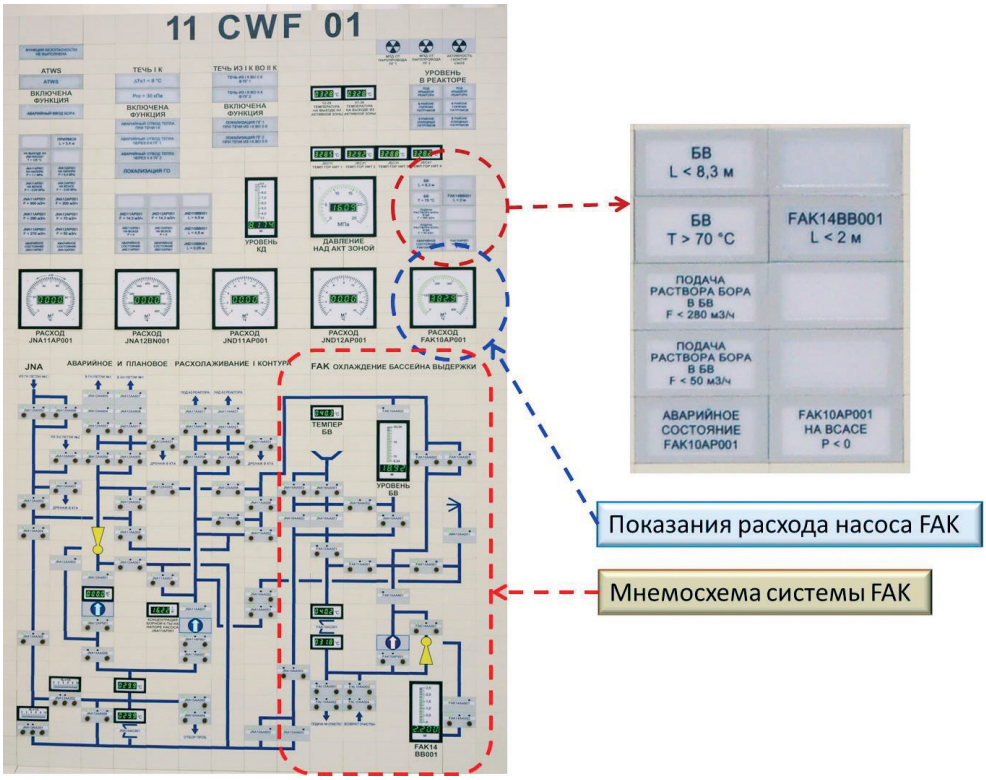


Рисунок 2.2.2.12
Средства контроля работы системы JMN и FAK10-20 на панелях БПУ/РПУ

2.2.2.5 Функционирование спринклерной системы (JMN и FAK10-20) в режимах нормальной эксплуатации

В режимах нормальной эксплуатации, при работе блока на мощности и на остановленном блоке, система FAK10-20 обеспечивает отвод тепла от топлива, расположенного в бассейне выдержки. При отсутствии необходимости одновременной работы двух каналов системы в этом режиме один из каналов не функционирует, но находится в режиме ожидания. Обеспечен постоянный проток охлаждающей воды через теплообменники охлаждения бассейна выдержки. При этом арматура, отвечающая за подачу воды на спринклерные форсунки и подачу раствора реагентов для связывания радиоактивного йода, находится в исправном состоянии, электрические схемы собраны, в рабочем состоянии находятся система КИП и сигнализации.

При выводе в ремонт оборудования системы FAK10-20 отвод тепла от бассейна выдержки может осуществляться системой JNA. В режиме полной выгрузки зоны для отвода тепла от топлива в БВ выдержки необходимо функционирование одного канала системы FAK10-20 и одного канала системы JNA.

2.2.2.6 Функционирование спринклерной системы (JMN и FAK10-20) в режимах проектных аварий типа LOCA

Подача воды на спринклерные форсунки защитной оболочки производится автоматически по инициирующему сигналу «Избыточное давление в гермообъеме более 30 кПа» из управляющей системы безопасности. Данный сигнал инициирует работу функций управления CA11 и BG11, CA12, CB12.

Функции CA11 и BG11 реализуют схему подачи воды от насосов охлаждения бассейна выдержки на спринклерные форсунки (рисунок 2.2.2.13).

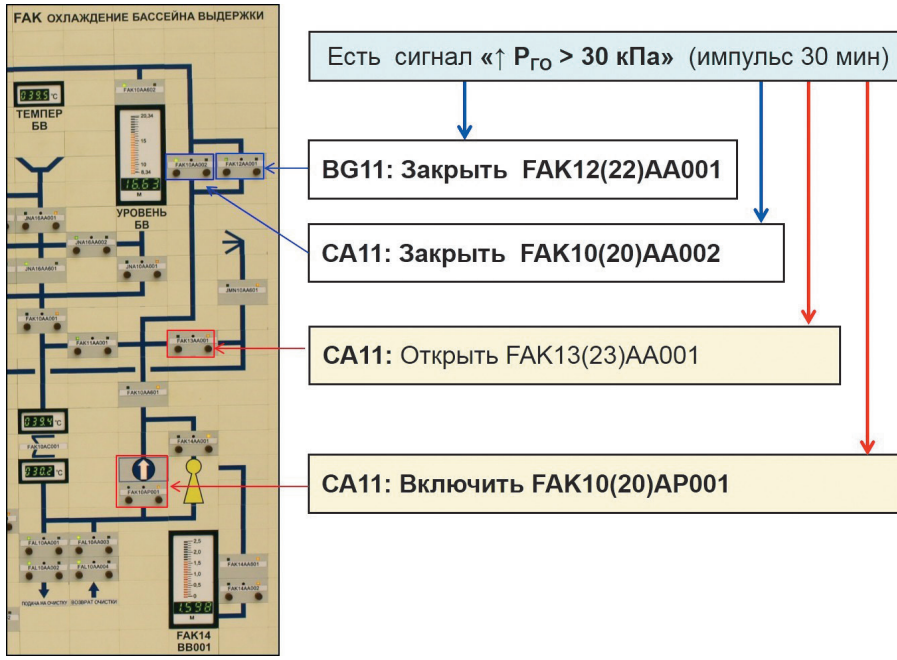


Рисунок 2.2.2.13
Управление подачей воды от насосов охлаждения бассейна выдержки на спринклерные форсунки

Функция CA12 управляет арматурой на линии рециркуляции насосов FAK10-20, не допуская работу насоса в безрасходном режиме (рисунок 2.2.2.14).

Защита открывает арматуру при расходе через насос менее 60 м^3/ч с задержкой времени 30 секунд и закрывает арматуру при увеличении расхода более 120 м^3/ч.

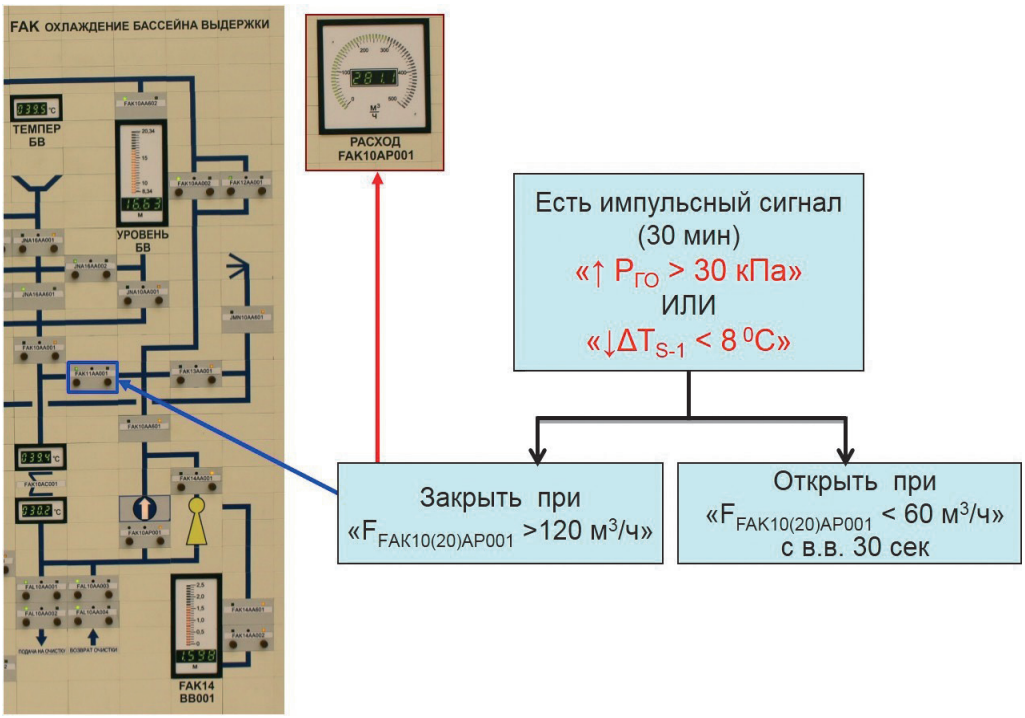


Рисунок 2.2.2.14
CA12: управление рециркуляцией насосов системы охлаждения БВ

Функция CB12 обеспечивает подачу химреагентов из бака запаса щелочи на всас спринклерных насосов и своевременное прекращение подачи при низком уровне в баке – менее 0,14 м. (рисунок 2.2.2.15).

При снижении давления в ЗО менее «минус 2 кПа» – для исключения вакуумирования защитной оболочки – закрываются арматуры на линиях подачи воды к форсункам от систем FAK и JNA (рисунок 2.2.2.16).

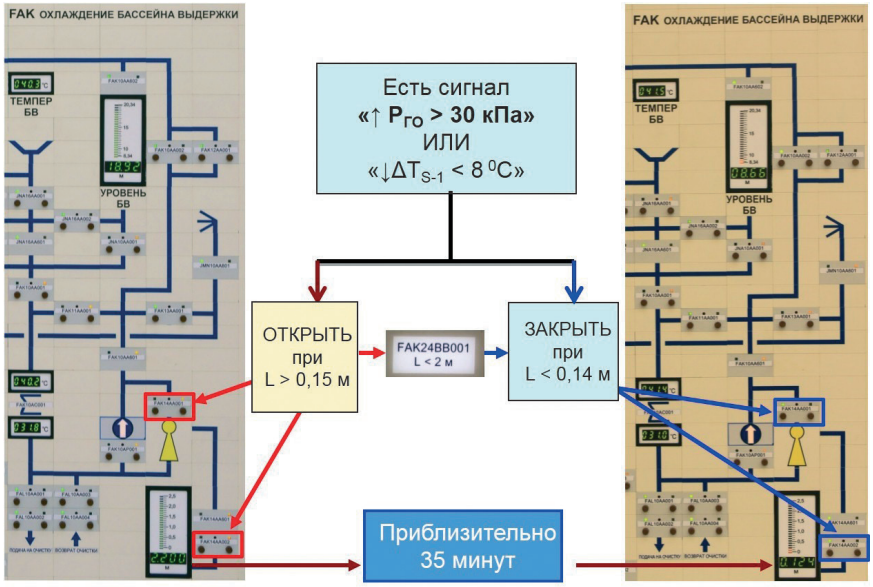


Рисунок 2.2.2.15
СВ12: управление подачей раствора для связывания йода

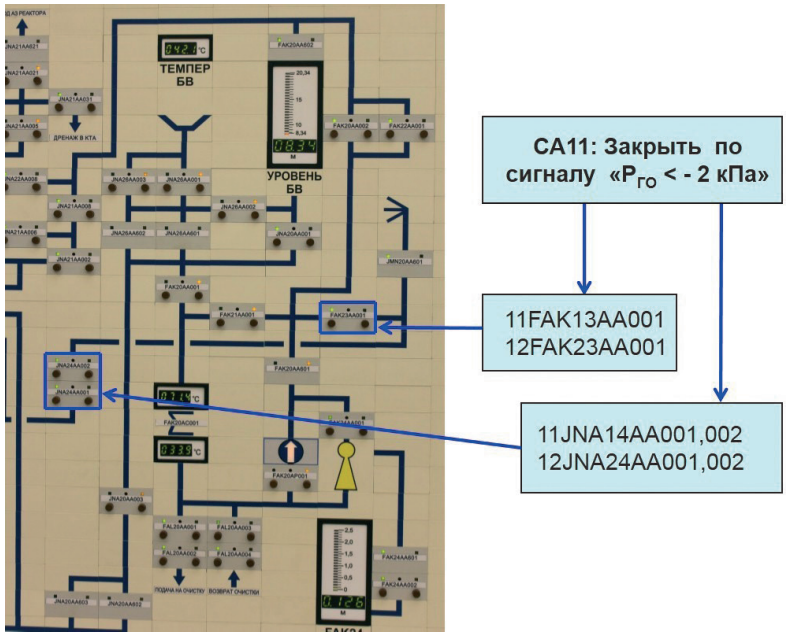


Рисунок 2.2.2.16
СА11: защита от вакуумирования ЗО

После закрытия арматуры на линиях подачи воды к форсункам насосы FAK10(20)AP001 начинают работать на рециркуляцию по сигналу снижения расхода через насос менее 60 м^3/ч с задержкой времени 30 секунд.

2.2.2.7 Функционирование спринклерной системы (JMN и JNA) при запроектных авариях, связанных с отказом насосов системы охлаждения БВ

При запроектных авариях с отказом насосов системы FAK10-20 для подачи воды в воздушное пространство защитной оболочки может быть использована система аварийного и планового расхолаживания и охлаждения бассейна выдержки JNA, напорные трубопроводы насосов которой имеют специальную перемычку с трубопроводами системы JMN. При этом спринклерная система совместно с системой JNA выполняет только функцию снижения параметров (давления, температуры) внутри защитной оболочки и не выполняет функцию связывания радиоактивного йода.

2.2.3 СИСТЕМА СОЗДАНИЯ РАЗРЕЖЕНИЯ В НАРУЖНОМ КОНТАЙНМЕНТЕ (KLB22)

Вытяжная вентиляционная система KLB22 предназначена для выполнения следующих функций:

– создание и поддержание разрежения не менее 200 Па в межоболочечном пространстве (МОП) при течах 1 контура во внутреннем контайнменте, включая разрыв ГЦТ Ду 850 мм;

– очистка вытяжного воздуха МОП.

Система должна сохранять работоспособность и обеспечивать выполнение своих функций при следующих нагрузках:

– нагрузки, возникающие при прохождении аварий в первичном контайнменте, включая МПА;

– нагрузки от сейсмического воздействия уровня МРЗ;

– нагрузки от воздействия внешней ударной волны;

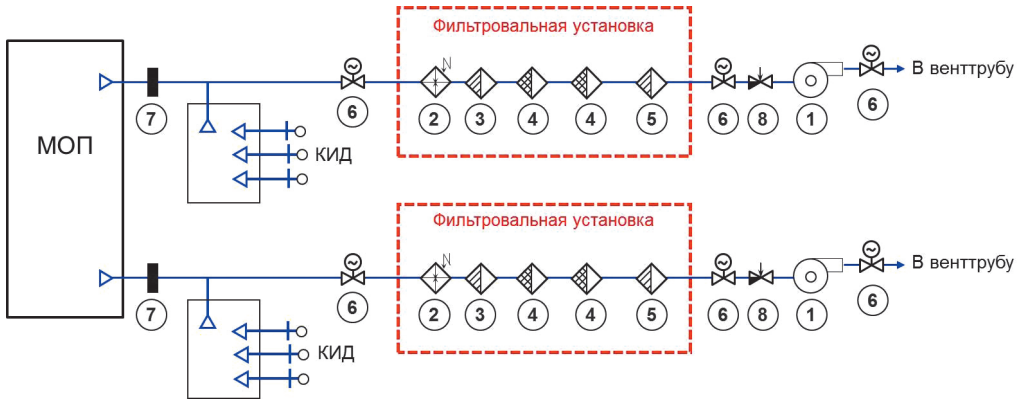
– нагрузки, возникающие от удара самолета в цилиндрическую часть оболочки;

– нагрузки, связанные с изменением параметров рабочей среды.

Классификационное обозначение элементов системы KLB22: 2Л по НП-001-15.

Технологическая схема системы KLB22 представлена на рисунке 2.2.3.1.

Система имеет структуру 2х100 % и состоит из двух установок: 11KLB22 и 12KLB22.



1. Вентиляторный агрегат
2. Секция воздухонагревателя
3. Секция аэрозольной очистки
4. Секции йодной очистки
5. Секция аэрозольной очистки
6. Отсечная арматура
7. Огнезадерживающий клапан
8. Регулирующая заслонка

КИД – клапан избыточного давления

Рисунок 2.2.3.1
Технологическая схема системы создания разрежения в наружном контайнменте KLB22

Каждая установка включает в себя:

– вентиляторный агрегат;
– фильтровальную установку;
– отсечные герметические клапаны;
– огнезадерживающий клапан;
– регулирующую заслонку;
– воздуховоды.

Установки 11KLB22, 12KLB22 располагаются в помещениях вытяжного вентцентра зоны контролируемого доступа здания UKA (пристройка здания UJA), при этом фильтровальные установки и соответствующие им вентиляторы располагаются в одном помещении на отметке плюс 12,450: 11KLB22 – 10UKA22R008, 12KLB22 – 10UKA22R012. Вентиляторы от фильтровальных установок отделены стеной, выполняющей роль экрана.

Воздух, забираемый из наружного контайнмента, поступает на фильтровальную установку и после очистки от радиоактивных аэрозолей и йода выбрасывается в венттрубу через устройства перекрытия вентиляционных каналов (УПВК). УПВК препятствуют затеканию ударной волны в систему KLB22.

Номинальная производительность установки составляет 3500 м^3/ч. Поддержание номинального расхода воздуха обеспечивается работой регулирующей заслонки на всасе вентиляторного агрегата.

Эффективность очистки воздуха на фильтрах системы KLB22 составляет:

– от радиоактивных аэрозолей (по наиболее проникающим частицам 0,3 мкм) – 99,99 %

– от молекулярного йода – 99,9 %;

– от органических соединений йода – 99 %.

Фильтровальная установка представляет собой металлический каркас с установленными в нем сменными модулями/секциями (рисунок 2.2.3.2).

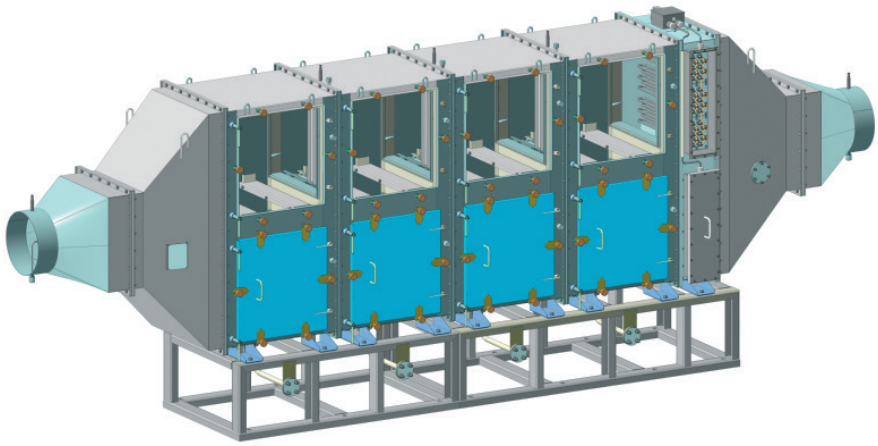


Рисунок 2.2.3.2
Фильтровальная установка системы KLB22

В состав фильтровальной установки входят:

– секция воздухонагревателя;
– секция аэрозольной очистки высокой эффективности;
– две секции йодной очистки с гранулированным угольным сорбентом, выполняющие функции фильтра-адсорбера;
– секция аэрозольной очистки на выходе установки, предназначенная для улавливания вторичных аэрозолей, появление которых не исключено при истирании угольного сорбента.
В конструкции фильтровальной установки предусмотрены штуцеры для измерения и контроля эксплуатационных параметров и оценки эффективности работы аэрозольных и йодных фильтров.

Перечень оборудования и основные технические характеристики системы KLB22 представлены в таблице 2.2.3.1.

Таблица 2.2.3.1
Перечень оборудования и основные технические характеристики системы KLB22

Наименование оборудования	Маркировка по схеме	Количество в одной установке, шт.	Основные технические характеристики оборудования
Вентилятор радиальный на одной оси с электродвигателем и направляющим аппаратом	11KLB22AN001 12KLB22AN001	1	F = 3500 м³/ч H = 4600 Па N = 7,5 кВт
Фильтровальная установка аэрозольной и йодной очистки, в составе: 1. секция воздухонагревателя	11KLB22AT101 12KLB22AT101	1	P_{min} = 2400 Па P_{max} = 3500 Па
	11KLB22AH001 12KLB22AH001	1	Q = 9,6 кВт (общая мощность)
2. секция аэрозольной очистки – ФВЭА-3500-2	11KLB22AT001 12KLB22AT001	1	
3. секция йодной очистки – ФАИ-2000-1Е	11KLB22AT002 11KLB22AT003 12KLB22AT002 12KLB22AT003	2	
4. секция аэрозольной очистки – ФВЭА-3500-1	11KLB22AT004 12KLB22AT004	1	

Оператор контролирует параметры системы по видеокадру СВБУ (рисунок 2.2.3.3).

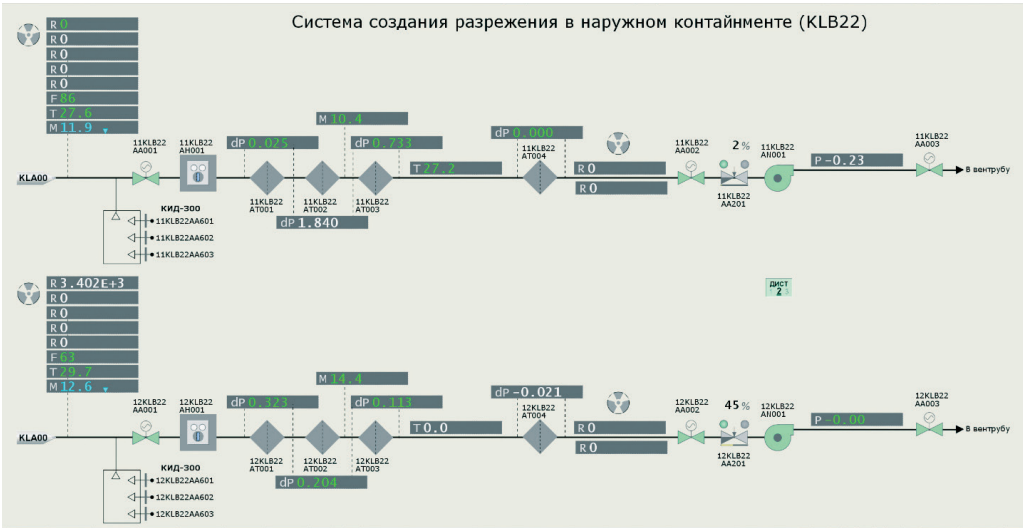


Рисунок 2.2.3.3
Видеокадр СВБУ системы создания разрежения в наружном контайнменте KLB22

В системе KLB22 контролируются следующие параметры:

– перепад давления воздуха между входом и выходом каждого элемента очистки;
– напор после вентиляторов;
– температура воздуха до фильтров и после йодного фильтра;
– расход воздуха;
– концентрация радиоактивных веществ до и после фильтров;
– влажность воздуха до фильтровальных установок и перед йодными фильтрами;
– разрежение во внутреннем контайнменте;
– степень открытия регулирующей заслонки;
– положение запорной арматуры.

Работоспособность вентиляторов определяется по наличию давления в напорном воздуховоде, работоспособность арматуры – по сигналам от концевых выключателей.

При увеличении перепада давления на фильтрах выше проектных значений производится перегрузка аэрозольных фильтров. Перегрузка осуществляется в полиэтиленовые пакеты, которые запаиваются и в стандартных боч-

ках отправляются на переработку и захоронение. По показаниям датчиков радиационного контроля производится перегрузка йодных фильтров в полиэтиленовые пакеты, установленные в стандартные бочки.

Активные элементы системы запитаны от аварийного электроснабжения соответствующего канала безопасности II группы, кроме герметических клапанов 11KLB22AA001, 12KLB22AA001, запитанных от аварийного электроснабжения соответствующего канала безопасности I групп, а так же от АДГУ.

Работа системы KLB22 в режимах НЭ

В режимах нормальной эксплуатации разряжение в межоболочечном пространстве поддерживают приточная (11,12KLC41) и вытяжная (11,12KLC21) системы вентиляции. Система KLB22 находится в режиме ожидания. При этом одна установка выбрана в качестве рабочей, а вторая – резервной.

Работа системы KLB22 при росте избыточного давления во внутреннем контайнменте

При увеличении избыточного давления во внутреннем контайнменте более 0,3 кПа УСБТ инициирует функцию управления СВ11, которая производит закрытие арматуры на воздуховодах приточно-вытяжных систем вентиляции внутреннего (KLA) и наружного (KLC) контайнментов.

После закрытия отсечной арматуры на воздуховодах приточно-вытяжных систем наружного контайнмента (11,12KLC21,41AA001) происходит автоматическое включение рабочей установки системы KLB22 (рисунок 2.2.3.4).

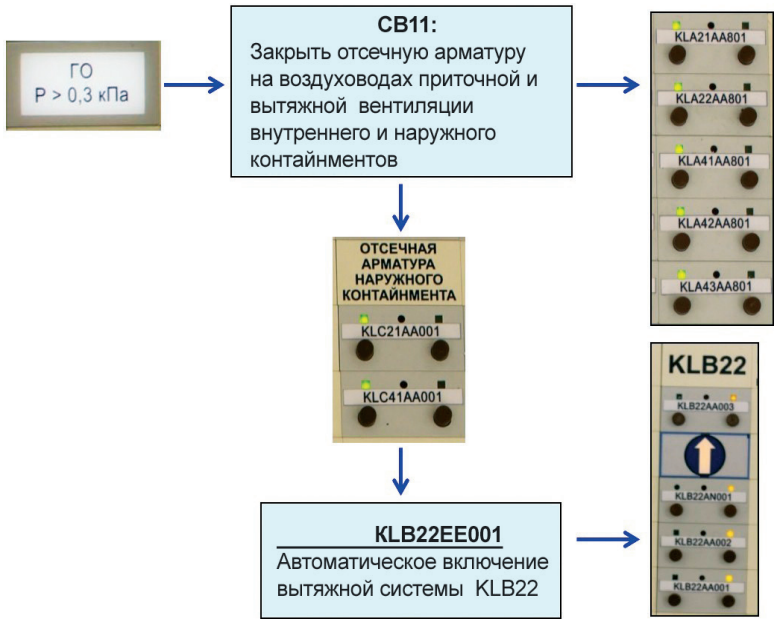


Рисунок 2.2.3.4 Алгоритм автоматического включения вытяжной системы KLB22

При незапуске или при отключении рабочей установки автоматически включается резервная установка. При несрабатывании блокировки оператор в течение 2 мин включает резервную установку ключом управления с панели безопасности БПУ или РПУ.

2.2.4 СИСТЕМА КОНТРОЛЯ КОНЦЕНТРАЦИИ И АВАРИЙНОГО УДАЛЕНИЯ ВОДОРОДА ПОД ЗАЩИТНОЙ ОБОЛОЧКОЙ (JMT–JMU)

Согласно нормативным документам критериями водородной взрывобезопасности являются:

– при нормальной эксплуатации атомной станции – предотвращение образования взрывоопасных водородсодержащих смесей в системах, элементах и помещениях, расположенных в объеме, ограниченном герметичным ограждением (обеспечивается проектными решениями для нормальной эксплуатации и соблюдением регламентов и инструкций);

– при проектных авариях – исключение детонации и дефлаграции водородсодержащих смесей в помещениях, расположенных в объеме, ограниченном герметичным ограждением;

– при запроектных авариях – детонация водородсодержащих смесей исключается, а дефлаграция допускается при условии, если локализующие системы безопасности выполняют функции, определенные проектом атомной станции.

В проекте НВАЭС-2 водородная взрывобезопасность обеспечивается с помощью двух независимых систем:

– системы аварийного удаления водорода под защитной оболочкой JMT;

– системы контроля концентрации водорода под защитной оболочкой JMU.

Компоновка гермопомещений внутри контайнмента, характер и структура связей между ними обеспечивают квазиравномерное распределение водорода в аварийных режимах благодаря отсутствию застойных зон.

Система аварийного удаления водорода под защитной оболочкой

Система JMT предназначена для работы в аварийных режимах, связанных с потерей теплоносителя внутри защитной оболочки, и обеспечивает водо-

родную взрывобезопасность с помощью пассивных каталитических рекомбинаторов водорода (ПКРВ).

В режимах нормальной эксплуатации система JMT не функционирует и находится в режиме ожидания. При проектных авариях система JMT предотвращает образование взрывоопасных концентраций водорода сверх проектных пределов, определяющих дефлаграционное горение. При запроектных авариях система JMT предотвращает образование взрывоопасных концентраций водорода сверх проектных пределов, определяющих детонацию.

Система JMT является пассивной системой безопасности и не требует для своей работы внешних источников энергии и управляющих воздействий от автоматики или оператора.

В состав системы JMT входят:

– автономные ПКРВ модели РВК-1000 в количестве 200 единиц;

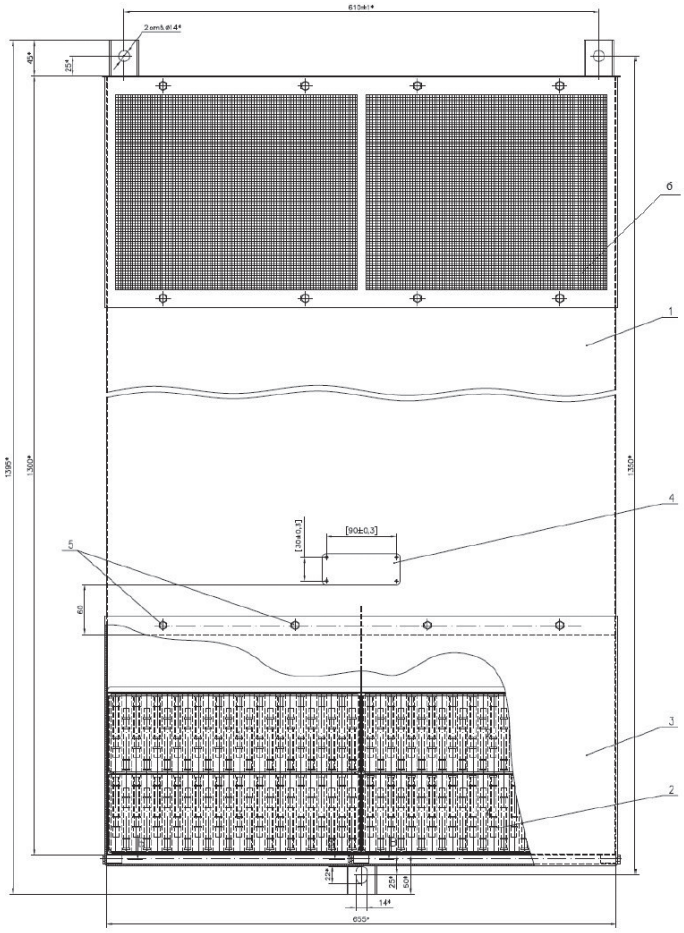
– автономные ПКРВ модели РВК-500 в количестве 7 единиц;

– установка эксплуатационных контрольно-выборочных испытаний (ЭКВИ) рекомбинаторов водорода (для ежегодной проверки работоспособности катализатора ПКРВ).

Определяющим фактором при выборе указанных моделей ПКРВ было значение порога перехода из режима беспламенной, каталитической рекомбинации водорода в режим поджига с формированием открытого пламени и переходом горения в объем контайнмента (11% объемной концентрации водорода).

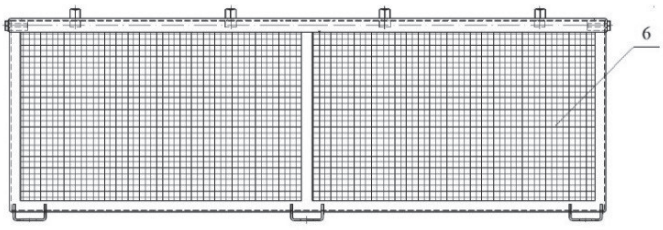
Технологическая схема системы аварийного удаления водорода представляет собой распределение рекомбинаторов по помещениям зоны локализации аварии в местах возможного скопления водорода.

Конструктивно ПКРВ включает в себя блок катализаторов, конвективный участок с защитным кожухом, петли для крепления к закладным деталям и защитные сетки на входе и выходе из ПКРВ (рисунок 2.2.4.1).



Чертеж РВК-1000. Вид спереди

Внешний вид РВК-500

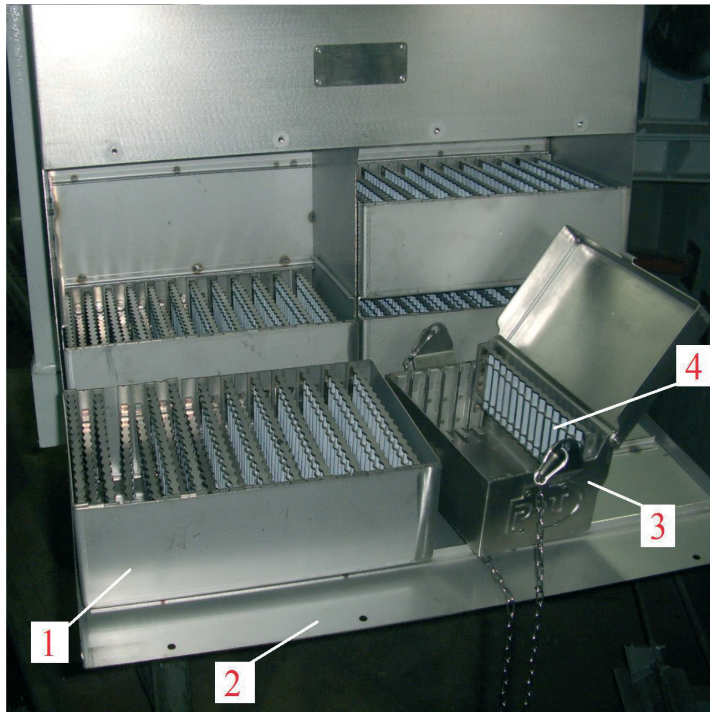


Чертеж РВК-1000. Вид снизу

1. Корпус
2. Блок катализатора
3. Дверца
4. Табличка
5. Болт прижимной
6. Защитная сетка

Рисунок 2.2.4.1
Пассивный каталитический рекомбинатор водорода модели РВК

В каждом блоке катализатора установлено по 24 рамки. В каждой рамке собрано по 15 или 14 каталитически активных элемента. Каталитические элементы выполнены в виде цилиндрических стержней из оксида алюминия с нанесенной на них мелкокристаллической платиной (рисунок 2.2.4.2).



1. Блок катализаторов
2. Дверца
3. Ящик для переноса каталитических рамок
4. Каталитическая рамка (извлечена для испытаний на ЭКВИ)

Рисунок 2.2.4.2
Фотография рекомбинатора водорода РВК-1000 в момент извлечения каталитической рамки для проведения выборочных испытаний на ЭКВИ

Система аварийного удаления водорода под защитной оболочкой начинает функционировать при совпадении следующих условий:

– объемная концентрации водорода более 0,45 %;

– объемная концентрация кислорода более 0,45 %;

– температура атмосферы контайнмента более 20 °С.

Водородсодержащая смесь поступает через сетки нижнего торца корпуса ПКРВ в блок катализатора. При контакте с катализатором происходит экзотермическое (с выделением тепла) окисление свободного водорода. Нагре-

тый воздух и образующийся в результате окисления водорода водяной пар поднимаются от блока катализатора по конвективному кожуху и выходят через верхнюю защитную сетку корпуса в атмосферу помещения. Устойчивый конвективный поток среды через ПКРВ способствует перемешиванию атмосферы под защитной оболочкой, что снижает вероятность образования локальных взрывоопасных концентраций водорода.

В таблице 2.2.4.1 приведены характеристики рекомбинаторов водорода.

Таблица 2.2.4.1
Характеристики рекомбинаторов водорода

Наименование параметра	Типы ПКРВ	
	РВК-500	РВК-1000
Классификационное обозначение по НП-001-15	2Л	2Л
Габаритные размеры: – высота, мм – ширина, мм – глубина, мм	 950 335 225	 1400 655 220
Масса, кг	22	50
Производительность по рекомбинируемому водороду (при температуре 100 °С и давлении 0,1 МПа), кг/ч: – при объемной концентрации водорода 3 % – при объемной концентрации водорода 5 % – при объемной концентрации водорода 8 %	 0,16 0,32 0,67	 0,39 0,77 1,58
Пороговая объемная концентрация водорода, характеризующая переход из режима беспламенной рекомбинации в режим поджига с выходом открытого пламени за пределы корпуса ПКРВ, %	11	

Для подтверждения выполнения функции обеспечения водородной взрывобезопасности системой аварийного удаления водорода в условиях проектных аварий был проведен соответствующий расчетный анализ для проектного сценария аварии с двусторонним разрывом ГЦТ Dy 850 мм на входе в реактор. Изменение средней по ЗО объемной концентрации водорода без учета работы рекомбинаторов и с учетом их работы показано на рисунке 2.2.4.3.

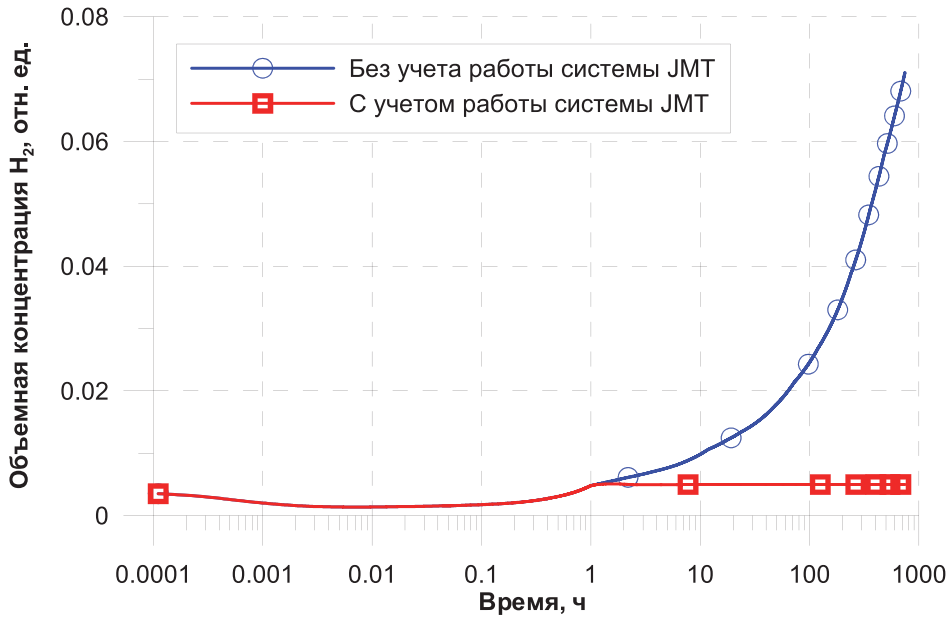


Рисунок 2.2.4.3
Изменение средней по ЗО объемной концентрации водорода без учета работы рекомбинаторов и с учетом их работы

Из рисунка следует, что без учета работы рекомбинаторов объемная концентрация водорода, усредненная по свободному объему ЗО, достигает значения нижнего концентрационного предела распространения пламени равного 4,1 % в поставарийный период по истечении 340 часов (14 суток) с момента начала проектной аварии.

Максимальное значение средней по ЗО объемной концентрации водорода с учетом функционирования системы аварийного удаления водорода не превышает 0,52 %.

В системе JMT приборы контроля параметров отсутствуют. Функцию контроля оператор выполняет с помощью системы JMU.

Система контроля концентрации водорода под защитной оболочкой (JMU)

Система JMU предназначена для предоставления оперативному персоналу информации о составе взрывоопасных водородсодержащих смесей в помещениях защитной оболочки при проектных и запроектных авариях с целью принятия мер по управлению ЗПА.

Средства контроля системы относятся к элементам управляющих систем безопасности и нормальной эксплуатации, важным для безопасности (класс 2НУ по НП-001-15), и построены по двухканальному принципу.

В состав аппаратуры одного канала безопасности входят:

– 9 газоанализаторов водорода типа ГВ-01 и 9 датчиков температуры из комплекта ГВ-01;

– 3 измерительных комплекса газоанализаторов водорода и кислорода типа ГВК, в состав которых входят по 2 газоанализатора водорода ГВ-01, по одному газоанализатору кислорода ГК и по одному датчику температуры;

– 1 датчик давления паровоздушной смеси в ЗО (не входит в комплект газоанализаторов);

– соединительные кабели;

– вторичная аппаратура для обработки, отображения, регистрации измеряемых параметров: аппаратно-программный анализатор, блок отображения сигналов.

Газоанализатор состоит из измерительного датчика, установленного в местах возможного скопления водорода, и измерительного блока, размещенного в помещении для контрольно-измерительной аппаратуры.

Диапазоны измерения объемной концентрации водорода:

– для условий нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации и проектных аварий составляют от 0 % до 5 %;

– для условий запроектных аварии составляют от 0 % до 25 %.

Диапазон измерения объемной концентрации кислорода при нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации, проектных и запроектных авариях – от 0 % до 25 %. Диапазон измерения температуры паровоздушной среды от 0 °С до 250 °С. Диапазон измерения давления от минус 0,02 МПа до 0,6 МПа (изб.).

В аппаратуру контроля концентрации водорода вводится информация по давлению в ЗО, необходимая для корректировки показаний газоанализаторов.

Аппаратно-программный анализатор установлен в помещениях 1 и 2 каналов СБ и предназначен:

– для измерения аналоговых сигналов газоанализаторов водорода и кислорода, датчиков давления и температуры;

– для преобразования полученной информации и формирования выходных данных в цифровом и аналоговом виде.

Блок отображения сигналов (БОС) предназначен:

– для отображения текущих значений параметров концентрации водорода, кислорода и температуры в точках контроля,

– для архивирования данных по концентрациям водорода и кислорода по помещениям гермозоны в течение компании,

– для отображения и регистрации измеряемых параметров относительно зоны горения/детонации (диаграмма Шапиро-Моффетти).

БОС установлен в помещении неоперативного контура БПУ. На него выводится информация со всех датчиков системы JMU 1 и 2 каналов СБ (рисунок 2.2.4.4).

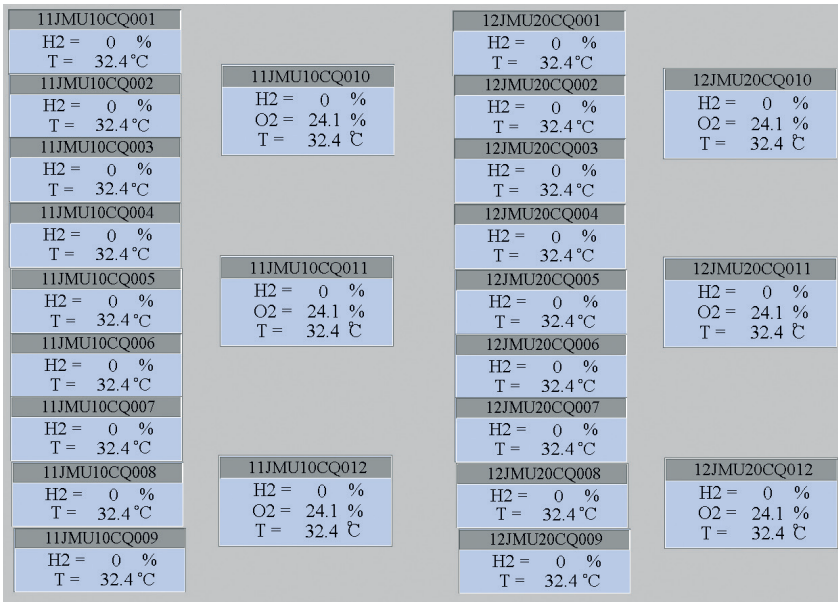


Рисунок 2.2.4.4
Видеокадр БОС «Точки контроля системы JMU»

Результаты анализа состояния водородной взрывобезопасности в ЗО выведены на дисплей оператора в виде точки текущего состояния паровоздушно-водородосодержащей смеси (треугольная диаграмма Шапиро-Моффетти в координатах «концентрация пара, воздуха, концентрация водорода»), куда

одновременно выведена дефлаграционная кривая при текущих параметрах внутри ГО с сигнализацией в случае превышения допустимых в проекте значений (рисунок 2.2.4.5).

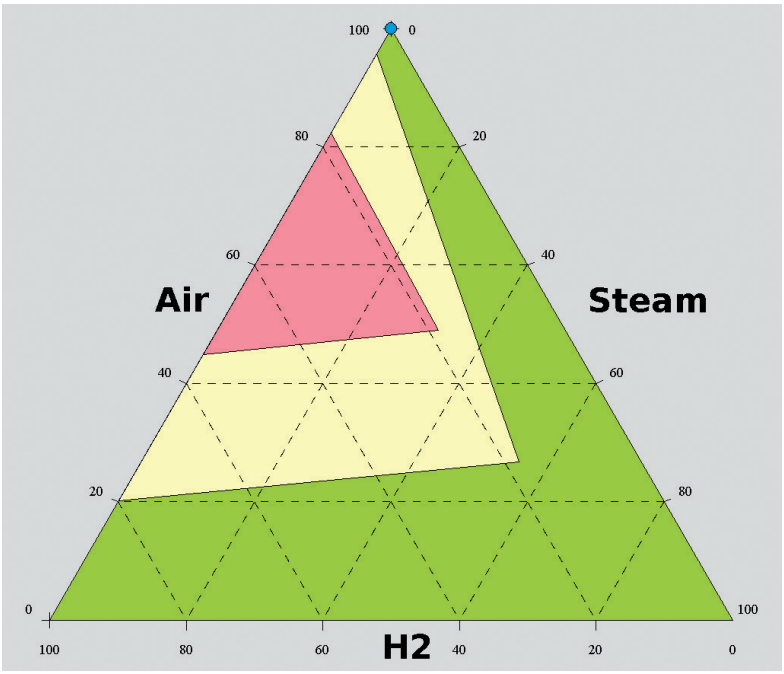


Рисунок 2.2.4.5
Видеокадр БОС «Диаграмма Шапиро-Моффетти»

Концентрации компонентов парогазовой среды в объеме ЗО при нормальных условиях эксплуатации, проектных авариях и запроектных авариях, включая тяжелые аварии, определяются следующим образом:

– концентрация водорода менее 2 % (нормальные условия эксплуатации, проектные аварии):

1) пар (не требуется);

2) воздух (не требуется);

– концентрация водорода от 2 до 4 % (запроектные аварии):

1) водород (результат измерения от датчика в точке контроля);

2) воздух – концентрация консервативно принимается равной 100 % (при концентрации водорода более 2 % начинает работать газоанализатор кис-

лорода ГК измерительного комплекса газоанализаторов водорода и кислорода ГВК, время разворота которого составляет ≈ 20 мин. В течение этого времени концентрация кислорода принимается равной 21 %);

3) пар (не требуется);

– концентрация водорода более 4 % (тяжелые аварии):

1) водород (результат измерения от датчика в точке контроля);

2) воздух (результат измерения от датчика кислорода в точке контроля);

3) пар (100 % – водород – воздух).

Информация по текущим значениям концентрации водорода в контролируемых точках используется для контроля критической функции безопасности КФБ-5 «Целостность защитной оболочки» (рисунок 2.2.4.6)

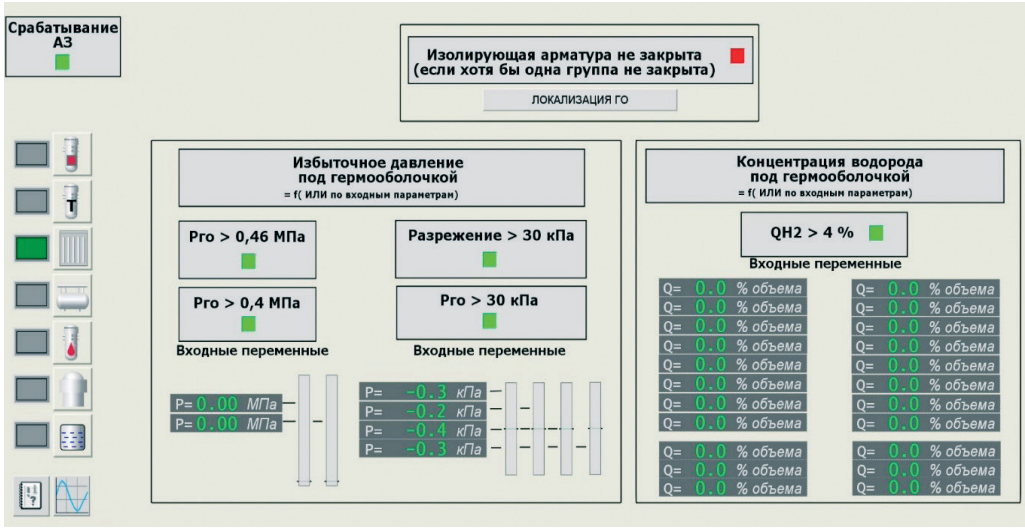


Рисунок 2.2.4.6
Видеокадр контроля параметров КФБ-5 «Целостность ЗО»

На панелях безопасности БПУ и РПУ предусмотрена сигнализация об отклонениях концентрации водорода от проектных пределов:

– предупредительная → при объемном содержании водорода 2 %;

– аварийная → при объемном содержании водорода 4 %.

2.2.5 ЛОКАЛИЗУЮЩИЕ ФУНКЦИИ БЕЗОПАСНОСТИ

В таблице 2.2.5.1 приведены локализующие функции безопасности, реализованные в проекте НВ АЭС-2.

Таблица 2.2.5.1
Классификация локализующих функций безопасности

Цель безопасности	**C. Удержание радиоактивных веществ в установленных границах**
Функция безопасности	CA: Ограничение давления в контайнменте
	CB: Локализация продуктов деления в контайнменте
	CC: Удаление среды из МОП с очисткой
	CD: Локализация ПГ при течи из 1 контура во 2
	CE: Локализация обеспечивающих систем
	CF: Удаление водорода из контайнмента

2.2.5.1 Ограничение давления в контайнменте и отвод тепла от зоны локализации аварии

Аварийным режимом, определяющим в проекте НВАЭС-2 максимальные параметры парогазовой среды в объеме защитной оболочки и температурное состояние строительных конструкций ЗО, является максимальная проектная авария (МПА): гильотинный разрыв холодной нитки Ду 850 на входе в реактор с наложением обесточивания энергоблока, отказом одного ДГ САЭ и отказом одного из 4 каналов пассивной части САОЗ.

В расчетном анализе МПА сигнал на закрытие локализующей арматуры формируется на 0,18 секунде. Консервативно принимается полная герметичность контайнмента после закрытия локализующей арматуры.

Абсолютное давление в контайнменте при МПА не достигает максимально допустимого значения (0,5 МПа) и начинает снижаться на 25 секунде. Спринклерные форсунки начинают работать позже – на 90 секунде (рисунок 2.2.5.1).

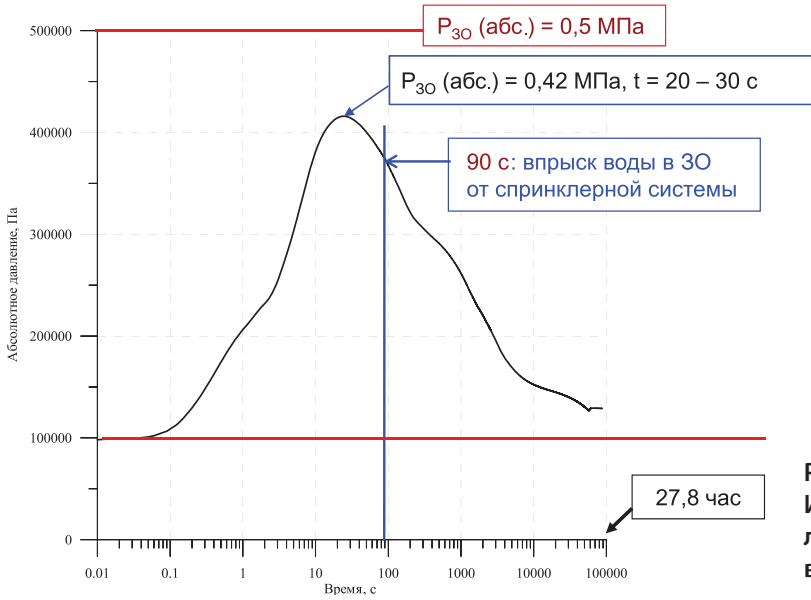


Рисунок 2.2.5.1 Изменение абсолютного давления в ЗО при МПА

Температура паровоздушной среды в помещениях ЗО при МПА также начинает снижаться до начала поступления воды на спринклерные форсунки (рисунок 2.2.5.2).

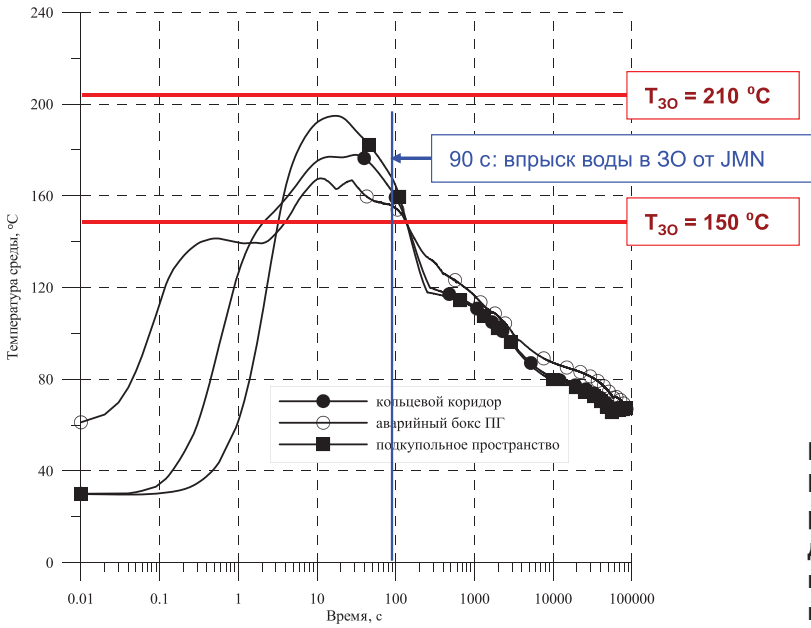


Рисунок 2.2.5.2 Изменение температуры паровоздушной среды в помещениях ЗО при МПА

Таким образом, аккумулирующая способность строительных конструкций гермообъема превышает энергию теплоносителя 1 контура, поступающую внутрь ЗЛА на начальной стадии МПА (стадии выброса).

На последующих стадиях аварии необходим постоянный теплоотвод от зоны локализации аварии для удержания параметров ЗО (давления и температуры) в допустимых проектом пределах.

На стадии «повторного заполнения реактора» теплоотвод от ЗЛА осуществляется за счет подачи в 1 контур холодной воды (температура менее 70 °С) от пассивной и активной части САОЗ и подачей воды от насосов системы охлаждения БВ на спринклерные форсунки **(300 м³/ч с температурой менее 70 °С).**

На стадии длительного расхолаживания активной зоны – после перехода насосов систем безопасности на приямок ЗО – теплоотвод от ЗЛА осуществляется за счет работы теплообменников FAK и JNA. Конечным поглотителем тепла при этом является атмосферный воздух, охлаждающий брызгальные бассейны (рисунок 2.2.5.3).

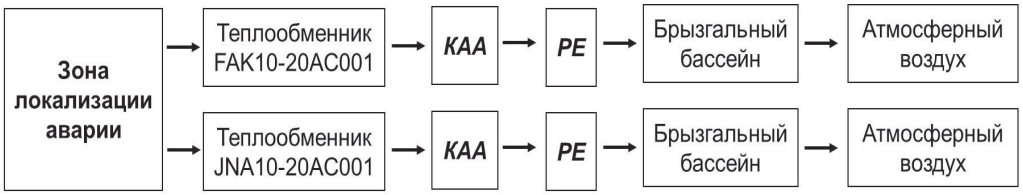


Рисунок 2.2.5.3 Теплоотвод от ЗЛА к конечному поглотителю на стадии длительного расхолаживания активной зоны при МПА

При запроектных авариях с течью 1 контура и отказом активной части САОЗ теплоотвод от ЗЛА осуществляется за счет совместной работы ГЕ 2 ступени и СПОТ ПГ в конденсационном режиме. Конечным поглотителем тепла при этом является воздух (рисунок 2.2.5.4).

Рисунок 2.2.5.4
Теплоотвод от ЗЛА к конечному поглотителю при запроектной аварии с течью 1 контура, отказом активной части САОЗ и работой пассивных систем безопасности (ГЕ-2 и СПОТ ПГ)

До исчерпания запаса воды в ГЕ 2 ступени (24 часа при течи Ду 850) персонал обязан организовать режим теплоотвода от ЗЛА с использованием воздушной градирни альтернативного промконтура (рисунок 2.2.5.5).

Рисунок 2.2.5.5
Теплоотвод от ЗЛА к конечному поглотителю с помощью альтернативного промконтура

Тепловая мощность, отводимая воздушной градирней, составляет **21,2 МВт** при температуре окружающего воздуха +24 °С.

Для сравнения: тепловая мощность, отводимая четырьмя каналами СПОТ ЗО ЛАЭС-2, также составляет **21,2 МВт.**

Таким образом, для ограничения давления в контайнменте и отвода тепла от ЗЛА в проекте НВ АЭС-2 предусмотрены следующие системы безопасности и технические средства (таблица 2.2.5.2):

– спринклерная система JMN, работающая совместно с системой FAK или JNA, – конечный поглотитель воздух;

– система пассивного отвода тепла от ПГ, работающая в конденсационном режиме совместно с ГЕ 2 ступени – конечный поглотитель воздух;

– альтернативный промконтур с воздушной градирней, подключенный к первому каналу системы FAK, – конечный поглотитель воздух.

Использование последних двух способов отвода тепла от ЗЛА позволило не применять в проекте НВ АЭС-2 систему пассивного отвода тепла от защитной оболочки (СПОТ ЗО).

Таблица 2.2.5.2.
Реализация функции безопасности СА «Ограничение давления в контайнменте» в проекте НВ АЭС-2

Система (элементы) безопасности	Структура	Принцип действия	Управление	Действие	Уровень ГЭЗ
Внутренняя ЗО и железобетонные конструкции внутри ЗЛА	-	Пассивный	Не требуется	Строительные и металлические конструкции внутри гермообъема аккумулируют энергию теплоносителя 1 контура, поступающую внутрь ЗЛА при течах 1 контура	3
Спринклерная система JMN работает совместно с системой FAK10-20	2 x 100 %	Активный	CA11 CA12	**Подача воды на форсунки ЗО по сигналу из УСБТ при росте избыточного давления в ЗО более 30 кПа. Расход спринклерной воды 300 м³/ч.; температура – менее 70 °С**	3
Спринклерная система JMN работает совместно с системой JNA	2 x 100 %	Активный	Действие оператора	При росте давления в ЗО и отказе насосов системы FAK10-20 оператор осуществляет **подачу воды на спринклерные форсунки от** системы JNA **(300 м³/ч с температурой менее 70 °С)**	4

Продожение таблицы 2.2.5.2.

Система (элементы) безопасности	Структура	Принцип действия	Управление	Действие	Уровень ГЭЗ
Спринклерная система JMN работает совместно с системой FAK10-20 или JNA	2 x 100 %	Активный	CA11	По сигналу из УСБТ при снижении давления в ГО менее минус 2 кПа прекращается подача воды на форсунки – система JMN отсекается от систем FAK10-20 и JNA	3
Система пассивного отвода тепла от ПГ, работающая в конденсационном режиме совместно с ГЕ 2 ступени	4 x 33 %	Пассивный	Не требуется	ЗПА: Большая течь теплоносителя 1 контура при разрыве ГЦТ с полной потерей всех источников переменного тока (до 24 ч) ГЕ 2 ступени обеспечивают подачу борированной воды в реактор для отвода остаточного тепла в испарительном режиме СПОТ ПГ работает в режиме конденсации пара первого контура и возврата конденсата в активную зону	4
Первый канал системы охлаждения БВ FAK10: насос и арматура запитаны от АДГУ, теплообменник охлаждается альтернативным промконтуром	1 x 100 %	Активный	Действие оператора	ЗПА: Большая течь теплоносителя 1 контура при разрыве ГЦТ с полной потерей всех источников переменного тока (более 24 ч) **Прекращение кипения воды в БВ и реакторе за счет** подачи воды из приямка ЗО через теплообменник системы FAK10 в БВ и реактор с расходом, соответственно, 50 м^3/ч и 270 м^3/ч и **температурой менее 70 °C**	4

2.2.5.2 Локализация продуктов деления в контайнменте

Локализация продуктов деления в контайнменте обеспечивается своевременным закрытием изолирующих устройств и подачей химических реагентов на всас спринклерных насосов, что обеспечивает эффективное связывание и удаление радиоактивного йода из атмосферы внутри защитной оболочки (таблица 2.2.5.3).

Таблица 2.2.5.3
Реализация функции безопасности СВ «Локализация продуктов деления в контайнменте» в проекте НВ АЭС-2

Система (элементы) безопасности	Структура	Принцип действия	Управление	Действие	Уровень ГЭЗ
Двойная ЗО, шлюзы, гермопроходки	-	Пассивный	Не требуется	Образуют систему герметичного ограждения	3 4
Локализующая арматура с электро- и пневмоприводом	2 x 100 %	Активный	СВ11	Закрытие локализующей арматуры на воздуховодах вентиляционных систем (KLA, KLC) **по сигналу из УСБТ** «Избыточное давление в ЗО более 0,3 кПа» (**«$P_{го}$** > 0,3 кПа»)	3
				Закрытие локализующей арматуры на технологических трубопроводах **по сигналу из УСБТ: «$P_{го}$** > 30 кПа» или «ΔT_{s-1} < 8 °С»	
			ДС3	Закрытие локализующей арматуры на воздуховодах вентиляционных систем (KLA, KLC) **по сигналу из ДС3: «$P_{го}$** > 0,4 кПа»	4
				Закрытие локализующей арматуры на технологических трубопроводах **по сигналу из ДС3** «Избыточное давление в ЗО более 40 кПа»	
Спринклерная система JMN совместно с системой FAK10-20 и подсистемой FAK14-24	2 x 100 %	Активный	СВ12	Подача химреагентов с помощью водоструйного насоса из бака запаса щелочи на всас насосов системы охлаждения БВ – для химического связывания радиоактивных изотопов йода **по сигналу из УСБТ: «$P_{го}$** > 30 кПа» или «ΔT_{s-1} < 8 °С»	3

Продолжение таблицы 2.2.5.3

Система (элементы) безопасности	Структура	Принцип действия	Управление	Действие	Уровень ГЭЗ
Отключающие устройства (ОУ)	1 х 100 %	Пассивный	Не требуется	Автоматическое отключение импульсных линий в случае появления течи в трубопроводе за ОУ и превышения установленного расхода срабатывания	3

2.2.5.3 Удаление среды из МОП с очисткой

Реализация функции обеспечивается работой вытяжной системы вентиляции с фильтровальной установкой KLB22 (таблица 2.2.5.4).

Таблица 2.2.5.4
Реализация функции безопасности СС «Удаление среды из МОП с очисткой» в проекте НВ АЭС-2

Система (элементы) безопасности	Структура	Принцип действия	Управление	Действие	Уровень ГЭЗ
Система создания разрежения в наружном контайнменте KLB22	2 х 100 %	Активный	Автоматическое включение на средствах ТПТС	Автоматическое включение рабочей установки системы KLB22 по сигналу «Избыточное давление в ЗО более 0,3 кПа» после закрытия отсечной арматуры на воздуховодах систем KLC21, 41. Воздух, забираемый из наружного контайнмента, поступает на фильтровальную установку и после очистки от радиоактивных аэрозолей и йода выбрасывается в вентиляционную трубу (3500 м^3/ч).	3
			Действие оператора	При авариях с потерей всех источников переменного тока – запитка активных элементов системы KLB22 от АДГУ	4

2.2.5.4 Локализация ПГ при течи из первого контура во второй

При авариях с разрывом теплообменной трубки или коллектора парогенератора граница локализации аварий проходит по 2 контуру. Для локализации аварийного ПГ необходимо отключить ГЦН на этой петле и закрыть:

– отсечную арматуру по питательной воде;

– запорную арматуру на трубопроводах продувочной воды;

– запорную арматуру на трубопроводах СПОТ ПГ;

– БРУ-А и отсечную арматуру перед БРУ-А;

– БЗОК и дублирующую электроприводную арматуру за БЗОК.

По инициирующему сигналу из УСБТ «Разрыв теплообменной трубки парогенератора» происходит отключение ГЦН аварийной петли и автоматическая локализация аварийного ПГ по всем потокам, кроме БЗОК и дублирующей арматуры за БЗОК.

Перед закрытием БЗОК/арматуры за БЗОК необходимо снизить давление над активной зоной менее 8,2 МПа (изб), чтобы исключить возможность выброса теплоносителя первого контура через предохранительные клапаны аварийного ПГ (рисунок 2.2.5.6).

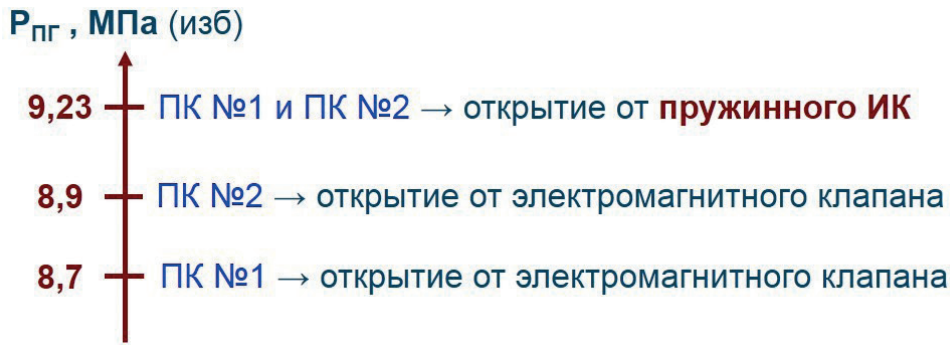


Рисунок 2.2.5.6
Уставки срабатывания ПК ПГ

Необходимое снижение давления в первом контуре обеспечивается за счет впрыска в КД от насосов системы аварийного ввода бора JND (рисунок 2.2.5.7) и аварийного расхолаживания РУ со скоростью 60 °С/ч работой САР ПГ или СПОТ ПГ на неаварийных петлях.

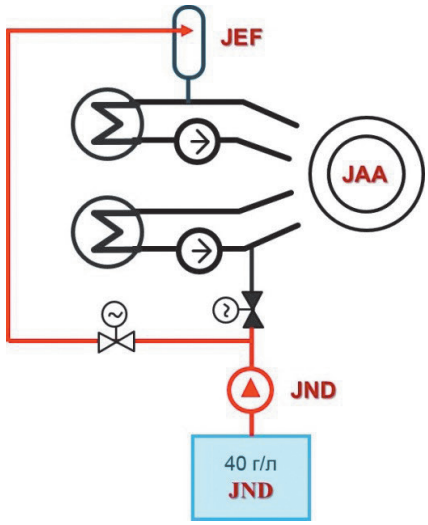


Рисунок 2.2.5.7
Работа системы аварийного ввода бора по сигналу «Течь из 1 контура во 2»

2.2.5.5 Локализация обеспечивающих систем

Данная функция безопасности предполагает локализацию обеспечивающих систем или их частей для исключения выхода активности за установленные проектом пределы.

Например, при межконтурной течи теплообменника, содержащего теплоноситель первого контура (теплообменник автономного контура ГЦНА, доохладитель продувки первого контура), по дискретным сигналам повышения уровня в свече системы промконтура потребителей здания UJA закрывается локализующая арматура системы PGB50 и отсекается часть системы промконтура, находящаяся внутри контайнмента.

2.2.5.6 Удаление водорода из контайнмента

Удаление водорода из контайнмента является одной из функций безопасности, обеспечивающей исключение роста давления в контайнменте. В проекте НВАЭС-2 данная функция безопасности выполняется с использованием пассивных рекомбинаторов водорода и не требует управляющих действий со стороны УСБ и/или персонала (таблица 2.2.5.5).

Персонал осуществляет контроль за состоянием водородной взрывобезопасности в ЗО с помощью системы контроля концентрации водорода под защитной оболочкой (JMU).

Таблица 2.2.5.5
Реализация функции безопасности CF «Удаление водорода из контайнмента» в проекте НВ АЭС-2

Система (элементы) безопасности	Структура	Действие	Уровень ГЭЗ
Система аварийного удаления водорода под защитной оболочкой (JMT)	РВК-1000 (200 ед.) РВК-500 (7 ед.)	Каталитическое окисление свободного водорода в ЗЛА, перемешивание атмосферы под защитной оболочкой за счет конвективного потока через ПКРВ	4
Система контроля концентрации водорода под защитной оболочкой (JMU)	2 канала. Каждый канал включает: – ГВ-01 (9 ед.) – ГВК (3 ед.) – АПА – БОС	Сигналы от датчиков обрабатываются в АПА и отображаются на дисплее БОС. Результаты анализа состояния водородной взрывобезопасности в ЗО выведены на дисплей в виде точки текущего состояния на треугольной диаграмме Шапиро-Моффетти	4

2.3 ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ

Обеспечивающие системы (элементы) безопасности – это системы (элементы) безопасности, предназначенные для снабжения систем безопасности энергией, рабочей средой и создания условий для их функционирования.

В соответствии с требованиями ОПБ в проекте АС должны быть предусмотрены необходимые обеспечивающие системы безопасности, выполняющие функции снабжения систем безопасности рабочей средой, энергией и создания требуемых условий их функционирования, включая передачу тепла к конечному поглотителю.

Обеспечивающие системы безопасности должны иметь показатели надежности выполнения заданных функций, достаточные для того, чтобы в совокупности с показателями надежности систем безопасности, которые они обеспечивают, достигалась необходимая надежность функционирования последних, определяемая в проекте АС.

Выполнение обеспечивающими системами безопасности функций имеет приоритет над действием внутренних защит элементов обеспечивающих систем безопасности, если это не приводит к более тяжелым последствиям для безопасности АС

2.3.1 Концепция аварийного электроснабжения

В соответствии с общими требованиями к надежности электроснабжения потребителей собственных нужд АЭС, все потребители по влиянию на безопасность и характеру выполняемых функций делятся на группы:

Потребители третей группы – потребители секций КРУ-10 и 0,4 кВ нормальной эксплуатации, не предъявляющие повышенных требований к надежности электроснабжения и допускающие перерыв питания на время работы АВР. Обесточивание потребителей данной группы не влияет на безопасность реакторной установки, а может привести только к снижению мощности, однако потребители данной группы имеют три источника питания:

- от турбогенератора при работе блока на мощности;
- от блочного трансформатора при отключенном турбогенераторе;
- от резервного трансформатора при отключенном энергоблоке.

Потребители второй группы – потребители систем безопасности, обеспечивающие аварийное расхолаживание реакторной установки и перевод ее в подкритическое состояние в режиме обесточивания энергоблока. Потребители данной группы допускают перерыв питания на время запуска и подключения аварийного источника питания – ДГС, но не более 15 с.

Потребители первой группы – потребители, обеспечивающие контроль и управление работой систем безопасности, они не допускают перерыва питания во всех режимах, включая режим полного обесточивания энергоблока. Аварийным источником питания данных потребителей является аккумуляторная батарея.

Потребители системы надежного электроснабжения нормальной эксплуатации – потребители, обеспечивающие сохранность дорогостоящего оборудования, такого как, турбина, генератор, при обесточивании энергоблока. Данная система состоит из двух дублирующих каналов, аварийным источником питания которых является ДГС.

2.3.2 Схема электропитания собственных нужд

Система электропитания собственных нужд предназначена для электроснабжения потребителей собственных нужд энергоблока АЭС нормальной эксплуатации, а также для электроснабжения системы нормальной эксплуатации надежного электроснабжения и системы аварийного электроснабжения во всех режимах эксплуатации энергоблока АЭС, кроме режима исчезновения напряжения на шинах собственных нужд АЭС от рабочих или резервных трансформаторов собственных нужд.

Общая схема электроснабжения СН АС с элементами системы надежного электроснабжения нормальной эксплуатации показана на рисунке 2.3.2.1.

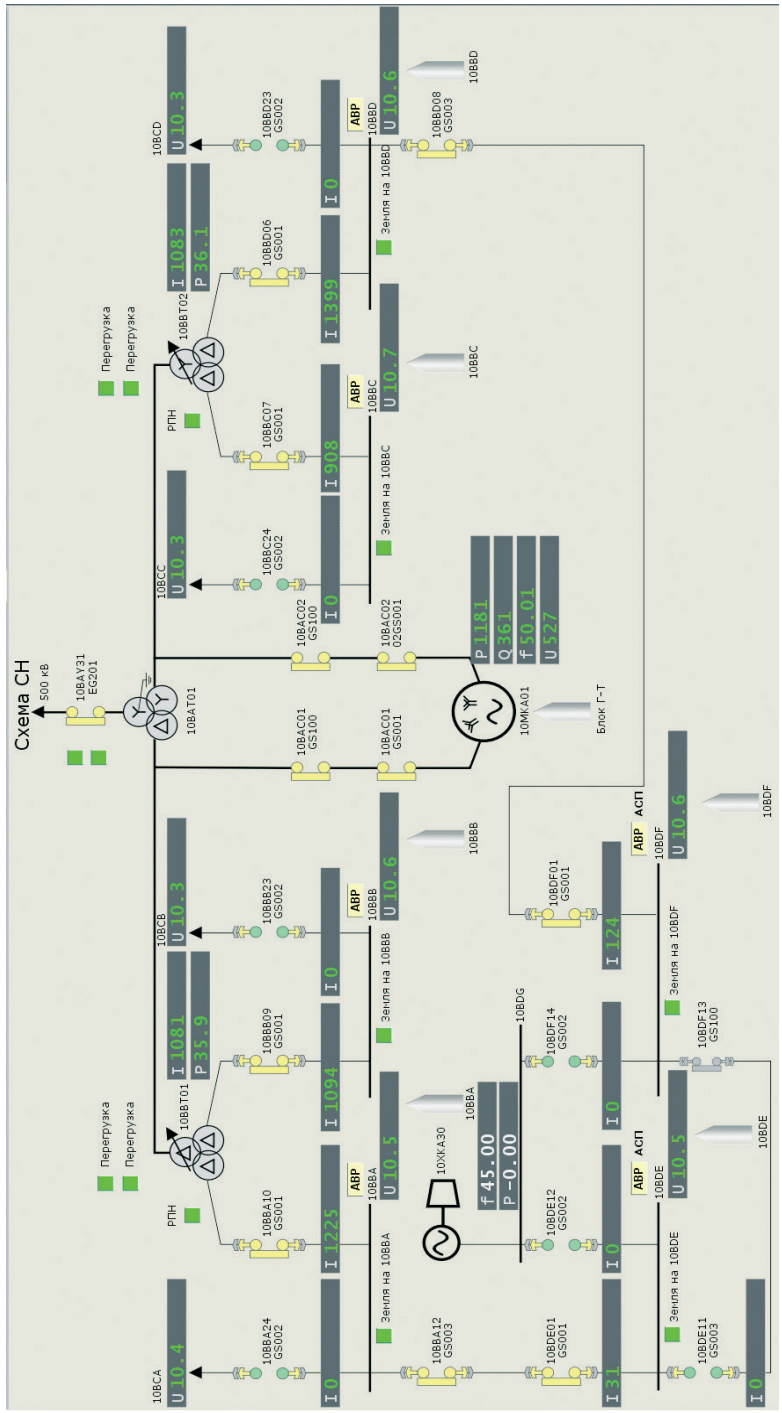


Рисунок 2.3.2.1
Общая схема электроснабжения СН АС

Для электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации напряжением 10 кВ установлены два рабочих трансформатора собственных нужд (ВВТ01,02) ТРДНС-80000/24 мощностью 80 МВ х А, напряжением 24/10,5-10,5 кВ с двумя расщепленными обмотками 10,5 кВ. Каждая вторичная обмотка имеет мощность 40 МВ х А и питает секции 10 кВ (ВВА, ВВВ, ВВС, ВВD).

Потребители секций КРУ-10 кВ обеспечивают нормальную работу энергоблока, причем к каждой секции КРУ-10 кВ подключаются по одному главному циркуляционному насосу, имеющему на своих валах маховые массы для использования инерции выбега при обесточивании энергоблока. Наличие маховых масс, установленных на валах ГЦН, увеличивают пусковые токи в пределе до восьмикратного значения, поэтому к каждой секции КРУ-10кВ нельзя подключать больше одного ГЦН и, таким образом, число секций КРУ-10 кВ нормальной эксплуатации определяется числом ГЦН.

Известно, что приводами насосов всех технологических систем энергоблока являются асинхронные электродвигатели, которые просты в устройстве и надежны в эксплуатации, однако они имеют два существенных недостатка: малый пусковой момент и чувствительны к изменению напряжения, т. е. момент вращения асинхронных электродвигателей пропорционален квадрату напряжения. Поэтому для поддержания постоянного номинального напряжения у электродвигателей на первичных обмотках рабочих трансформаторов собственных нужд установлены устройства для поддержания постоянного напряжения на секциях КРУ-10 кВ – устройства типа РПН. С помощью устройства РПН напряжение на секциях КРУ 10 кВ всегда должно быть на 5 % выше номинального, т. е. 10,5 кВ.

Для повышения надежности питания потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации энергоблока, при аварийном отключении турбоагрегата технологическими или электрическими защитами, рабочие трансформаторы собственных нужд подключены выше генераторных выключателей так называемой отпайкой, т. е. без применения коммутационных аппаратов, поэтому основные электрические защиты трансформаторов (газовая, дифференциальная) действуют на отключение энергоблока со стороны высокого напряжения с помощью выключателей КРУЭ-500 кВ.

На рисунке 2.3.2.2 показана часть видеокадра с трансформатором собственных нужд ВВТ02, питающего секции ВВС, ВВD.

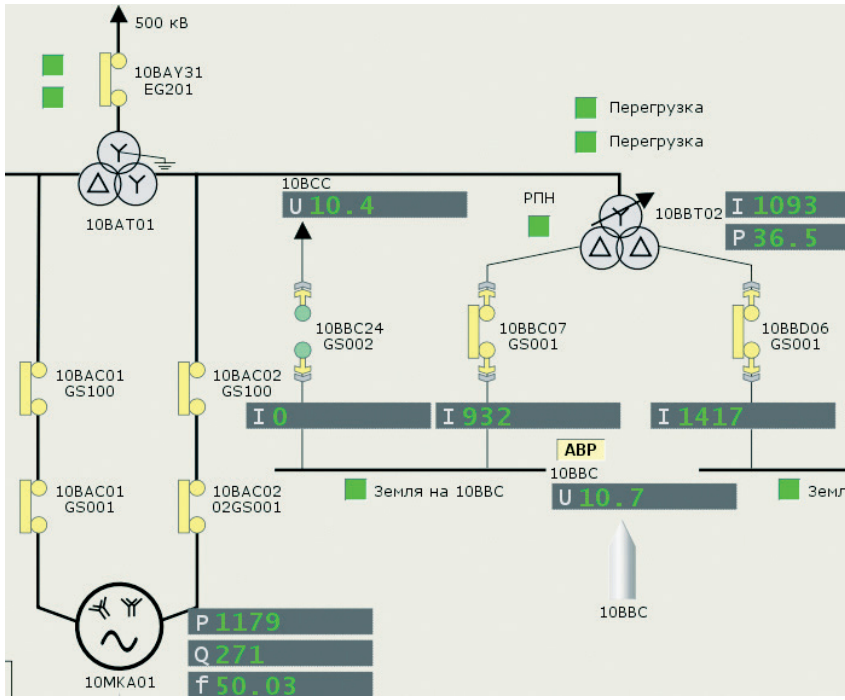


Рисунок 2.3.2.2
Часть видеокадра с трансформатором собственных нужд BBT02, питающего секции BBC, BBD

Во время пуска блока питание секций BBA, BBB, BBC и BBD СН 10 кВ блока осуществляется от внешних источников (энергосистемы) через трансформатор СН и блочный трансформатор при отключенном генераторном выключателе.

Во время нормальной работы секции СН BBA, BBB, BBC и BBD запитываются от блока генератор-трансформатор и энергосистемы через рабочие трансформаторы СН. При отключении блока, связанном с повреждением повышающего трансформатора или рабочего трансформатора СН, питание секций нормальной эксплуатации автоматически переключается на резервные трансформаторы.

Схема предусматривает возможность дистанционного переключения с рабочего на резервное питание с БПУ.

Резервирование питания секций 10 кВ СН нормальной эксплуатации осуществляется от двух групп резервных трансформаторов мощностью 2 х 80 МВА каждая, напряжением 230/10,5-10,5 кВ (BCT01,02).

На рисунке 2.3.2.3 показана принципиальная схема резервирования питания секций BBA, BBB, BBC и BBD СН 10 кВ от резервных трансформаторов собственных нужд (РТСН) BCT01, BCT02.

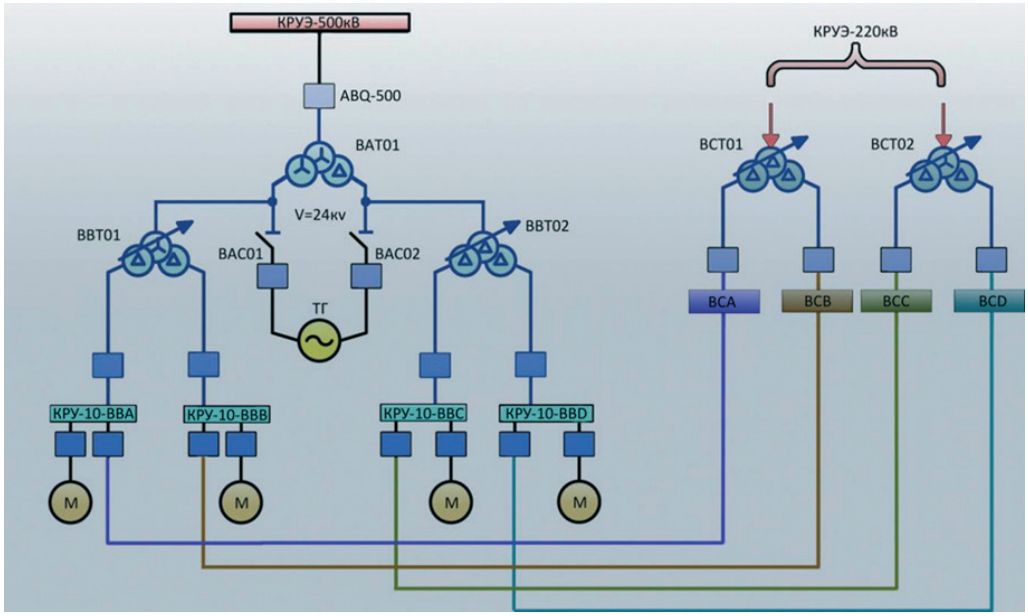


Рисунок 2.3.2.3
Принципиальная схема резервирования питания секций BBA, BBB, BBC и BBD СН 10 кВ от резервных трансформаторов собственных нужд (РТСН) BCT01, BCT02

Для электроснабжения общеблочных потребителей к каждой секции КРУ-10 кВ подключаются понижающие трансформаторы 10/0,4 кВ мощностью по 1600 кВА и 1000 кВА.

Секции КРУ-10 кВ набираются из отдельных шкафов, которые комплектуются на заводе-изготовителе необходимым высоковольтным оборудованием в соответствии с проектом и поставляются на монтажную площадку в собранном виде.

Шкафы объединяются в секции, которым присваивается определенное оперативное наименование. Каждый шкаф состоит из каркаса, каркас в свою очередь с помощью металлических перегородок разделен на отсеки.

На выдвижных элементах шкафов установлены элегазовые выключатели. Применение выдвижных элементов с высоковольтным оборудованием дает возможность быстрой их замены при выходе из строя установленного на них оборудования.

2.3.3 Система надежного электроснабжения нормальной эксплуатации собственных нужд

Система надежного электроснабжения нормальной эксплуатации потребителей второй группы состоит из двух секций КРУ-10-BDE и КРУ-10-BDF, к которым подключаются такие потребители:

- насос водоснабжения потребителей РДЭСО 10PCC03;
- подпиточные насосы 10KBA;
- пожарный насос 00SGA;
- вспомогательный питательный насос 10LAJ;
- насосы промконтура 10PGB50.

К секциям КРУ-10-BDE и КРУ-10-BDF подключаются по два понижающих трансформатора мощностью по 1600 кВА каждый, с вторичных обмоток которых подается питание на секции КРУЗА-0,4 кВ.

Основными потребителями секций КРУЗА-0,4 кВ являются:

- насос обессоленной воды 10LCP10;
- насосы противопожарные 10SGD01;
- насосы системы смазки 10MAV;
- насосы организованных протечек 10KTA;
- сборка пожаротушения;
- сборка валоповоротного устройства;
- другие потребители.

В нормальном режиме работы секция КРУ-10-BDE получает питание от секций КРУ-10-BBA нормальной эксплуатации, а секция КРУ-10-BDF от секции КРУ-10-BBD. Секции 10 кВ (BDE, BDF) резервируются общеблочным дизель-генератором. В нормальном режиме секционный выключатель выключен, ДГС находится в режиме «Горячего резерва».

Автоматическое включение резервного питания

Для обеспечения питания потребителей системы собственных нужд 10 кВ нормальной эксплуатации при повреждениях в рабочих источниках питания и их отключении для каждой секции 10 кВ СНЭ предусматривается автоматическое включение резервного питания (АВР).

При обесточивании одной из секций СНЭ НЭ пуск дизель-генератора не производится – питание данной секции восстанавливается путем включения выключателя 10BDE11GS003.

АВР происходит при следующих условиях:

– при срабатывании релейной защиты энергоблока;

– при уровне напряжения на секции 10 кВ СНЭ ниже 80 % в течение 20 с;

– при уровне напряжения на секции 10 кВ СНЭ ниже 25 % в течение 0,9 с;

– при ошибочном или самопроизвольном отключении выключателя;

– при отключении выключателей 500 кВ блока;

– при отключении выключателей 24 кВ генератора;

– при положении переключателя АВР в положении «Включено».

При срабатывании АВР отключается выключатель рабочего ввода секции 10 кВ (либо фиксируется факт его отключения) и подается импульс на включение выключателя резервного питания на эту секцию.

Включение выключателя ввода резервного питания производится без проверки синхронизма с контролем напряжения со стороны резервного питания.

После устранения повреждений на источнике рабочего питания обратный перевод с резервного источника на рабочий производится оператором со щита управления. При этом сначала включается выключатель рабочего питания, а после этого автоматически отключается выключатель резервного питания.

Автоматизированные дизель-электрические станции

Автоматизированные дизель-электрические станции «ЗВЕЗДА-6000ВС-MTU-01» предназначены для использования в качестве автономных источников электрического снабжения оборудования системы нормальной эксплуатации в режиме обесточивания блока.

В проекте В-392М предусмотрено применения общеблочной РДЭС, для обеспечения энергией оборудования систем нормальной эксплуатации важных для безопасности. Здесь приводиться алгоритм ее ступенчатого пуска. Конструктивно общеблочная РДЭС и РДЭС системы аварийного энергоснабжения выполнены одинаково (различие состоит в системах внешенего охлаждения), поэтому описание РДЭС будет приведено далее в разделе 2.3.4 система аварийного электроснабжения, там же приведен алгоритм ступенчатого пуска РДЭС САЭ.

Для исключения резкого снижения напряжения на секции надежного электроснабжения нормальной эксплуатации (аварийного электроснабжения) из-за подключения большой нагрузки одновременно подключение механизмов СНЭ важных для безопасности (систем безопасности) разнесено по времени и происходит по программе. Данна программа имеет 5 ступеней и обеспечвает равномерное подключение механизмов с учетом их необходимости в текущий момент и влияния на безопасность (для механизмов СБ при этом учитывается их влияние на критические функции безопасности).

В режиме обесточивания на АЭС работа дизель-генераторов осуществляется изолировано на выделенную нагрузку секций 10 кВ надежного электроснабжения нормальной эксплуатации.

На обеих секциях 10 кВ надежного электроснабжения нормальной эксплуатации предусмотрен ступенчатый пуск нагрузок после запуска дизель-генератора.

Описание оборудования РДЭС приведено далее в разделе система аварийного электроснабжения.

ДГУ	№ канала (РДЭС)	Здание	Код KKS	Система электрического снабжения	Количество (шт.)
«ЗВЕЗДА-6000ВС-МТU-01»	3	13UBN	10XLA30	СНЭ	1

Алгоритм запуска РДЭС

При обесточивании обеих секций СНЭ НЭ производится перевод питания секций СНЭ НЭ на дизель-генератор. Обесточивание обеих секций фиксируется при выполнении одного из следующих условий:

– снижении напряжения на обеих секциях до значения 0,25 $U_{ном}$ в течение 1,3 с;

– снижении напряжения на обеих секциях до значения 0,8 $U_{ном}$ в течение 21 с;

– снижении частоты на обеих секциях до значения 48,5 Гц и ниже в течение 20 с.

Формируются:

– сигнал обесточивания секций 10BDE, 10BDF 10 кВ в СКУ ЭЧ со срабатыванием табло сигнализации «10BDE И 10BDF ОБЕСТОЧИВАНИЕ» на панели 10CWG09;

– сигнал на отключение выключателей 10BBA12GS003, 10BDE01GS001, 10BBD08GS003, 10BDF01GS001, 10BDE11GS003;

– сигнал на отключение выключателей присоединений не включаемых на 0 ступени ПСП.

Формируется:

– сигнал на пуск ДГ 10ХКА30 при условии, что хотя бы один из выключателей 10BBD08GS003 (или 10BDF01GS001) и 10BBA12GS003 (или 10BDE01GS001) отключен и отключен 10BDE11GS003.

Формируется:

– сигнал запрета на дистанционное и/или автоматическое включение присоединений НЭ (кроме ПСП).

При нарушениях режимов нормальной эксплуатации АЭС, не связанных с потерей напряжения на шинах 10 кВ, системы надежного электроснабжения (ДГУ) остаются в режиме «Ожидание».

При выполнении следующих условий:

ДГ 10ХКА30 готов к принятию нагрузки и отсутствует запрет подачи питания на секцию 10 BDE (защиты секции или не отключен 10BBA12GS003 (или 10BDE01GS001))

формируется:

– сигнал на включение выключателя ДГ 10BDE12GS002.

При выполнении следующих условий:

– ДГ 10ХКА30 готов к принятию нагрузки и отсутствует запрет подачи питания на секцию 10 BDF (защиты секции или не отключен 10BBD08GS003 (или 10BDF01GS001))

формируется:

– сигнал на включение выключателя ДГ 10BDF14GS002.

При выполнении одного из следующих условий:

– напряжение на секции 10 BDE ≥ 0,9 $U_{ном}$ и включен 10BDE12GS002;

– напряжение на секции 10 BDF ≥ 0,9 $U_{ном}$ и включен 10BDF14GS002

формируется:

– сигнал на включение механизмов по ПСП со срабатыванием табло сигнализации «СТУПЕНЧАТЫЙ ПУСК» на панели 10CWG09.

Автоматика дизель-генератора поддерживает в устойчивом состоянии напряжение и скорость его оборотов при ступенчатом наборе нагрузки.

Проверка дизель-генератора под нагрузкой около 30 % номинальной и автоматики ступенчатого пуска с отключением от сети секции 10 кВ САЭ – не реже одного раза в месяц при работе реактора на мощности. Один раз в год – опробывание на параллельную работу с сетью с нагрузкой 100 %. В обоих случаях обеспечивается приоритет автоматических аварийных команд, обеспечивающих прекращение испытаний и перевод в аварийный режим.

Степень автоматизации дизель-генератора такая, что обеспечивается автоматическое поддержание агрегата в режиме «дежурство», автоматический пуск и набор нагрузки, стабилизация частоты вращения дизеля и напряжения на клеммах генератора в процессе ступенчатого нагружения и в режиме длительной работы в автономном режиме.

Время с момента подачи команды на пуск до готовности к приему нагрузки – не более 15 с

Программа ступенчатого пуска для ДГ 10ХКА30 следующая:

1. На **0 секунде** после появления напряжения происходит включение механизмов ступени 0 ПСП:

– собственные нужды дизель-генератора;

– сборки вентиляции;

– система противопожарного водопровода SGB;

– сборка надежного питания связи и физ. защиты;

– насос борного концентрата;

– насос системы смазки турбины;

– насос системы гидроподъема роторов;

– насос оргпротечек;

– сборки рабочего освещения;

– насос заполнения бассейна выдержки;

– насос технической воды;

– двигатель валоповоротного устройства;

– автономный кондиционер рециркуляционной системы охлаждения машзала;

– воздухонагреватель электрический приточной установки баковой;

– приточная система вентиляции помещений аккумуляторных батарей СУЗ.

2. На **10 секунде** после появления напряжения происходит включение ступени 1 ПСП – подключение механизмов к секциям надежного электроснабжения:

– вспомогательный питательный электронасос 10LAJ;

– подпиточный насос 10KBA.

3. На **20 секунде** после появления напряжения происходит включение ступени 2 ПСП – подключение механизмов к секциям надежного электроснабжения:

– насос водоснабжения потребителей РДЭСО;

– насос обессоленной воды LCP;

– система охлаждения приводов СУЗ;

– система охлаждения помещений необслуживаемой зоны контейнмента;

– система воздухоснабжения скафандров;

– система охлаждения помещений зоны ограниченного доступа;

– насос подачи дистиллята;

– электронагреватели 10KPL;

– электрокалорифер 10KPM;

– вентагрегат приточной/вытяжной установки.

4. На **30 секунде** после появления напряжения происходит включение ступени 3 ПСП – подключение механизмов к секциям надежного электроснабжения:

– насос промконтура 10PGB50;

– электрокалорифер приточной установки;

– вентагрегат вытяжной/приточной установки;

– автономный кондиционер.

5. На **40 секунде** после появления напряжения происходит включение ступени 4 ПСП – подключение механизмов к секциям надежного электроснабжения:

– электронагреватели компенсатора давления 10JEF;

– выпрямитель;

– пожарный насос 00SGA;

– срабатывание табло сигнализации «СТУПЕНЧАТЫЙ ПУСК ОКОНЧЕН» на панели 1°CWG09.

Примечание: включаются насосы (механизмы), у которых выбран режим «Работа».

Распределительные устройства 10 кВ и 0,4 кВ расположены в отдельных помещениях зданий UBN. ДГС 10XLA30 автоматически подключается через отдельные выключатели 10 кВ при обесточивании электрических секций 10BDE и 10BDF и далее, через трансформаторы собственных нужд 10/0,4 кВ, обеспечивает автономное электроснабжение оборудования систем нормальной эксплуатации важного для безопасности.

В режиме «Опробование» ДГУ СНЭ подключается к любой из двух секций 10 кВ НЭ с блокировкой подключения на другую секцию при ее обесточивании. Штатное подключения дизель-генераторной станции 10XLA30 указано в таблице 2.3.2.1.

Таблица 2.3.2.1
Штатное подключение дизель-генераторной станции 10XLA30

Эл. секция 10 кВ		Эл. секция 10 кВ		
10BDE		10BDF		
Эл. секции 0,4 кВ		Эл. секции 0,4 кВ		
10BGA	10BGC	10BGB	10BGD	10BGE

Система надежного электроснабжения нормальной эксплуатации собственных нужд потребителей первой группы предназначена для питания потребителей нормальной эксплуатации при обесточивании энергоблока.

Для питания потребителей данной группы применяется агрегат бесперебойного питания (АБП), который является источником постоянного тока напряжением 220 В и переменного тока напряжением 380 В. Аварийным источником питания АБП является аккумуляторная батарея, которая находится в режиме постоянного подзаряда.

Схема постоянного тока нормальной эксплуатации, обеспечивающая электроснабжение потребителей постоянного тока нормальной эксплуатации,

относящихся к машинному и реакторному отделениям, включает в себя четыре аккумуляторные батареи 220 В со щитами постоянного тока (BUA, BUB, BUC и BUD), выпрямители (BTL11, BTL12; BTL21, BTL22; BTL31, BTL32 и BTL41, BTL42), осуществляющие подзаряд и заряд аккумуляторных батарей от секций 10 кВ СНЭ НЭ, и инверторы (BRT11, BRT12, BRT21 и BRT31, BRT32, BRT41).

Аккумуляторные батареи предназначены для обеспечения питания следующих нагрузок:

– оперативный постоянный ток РУСН-10 и КРУЗА-0,4 кВ;

– аварийное освещение;

– электромагниты машзала и турбины;

– электромагниты подшипников ГЦН;

– маслонасоса турбины;

– ТПТС;

– релейная защита и возбуждение генератора.

Выпрямители постоянно обеспечивают нагрузку щита постоянного тока и подзаряжают аккумуляторные батареи.

В системе нормальной эксплуатации применены четыре стационарных свинцово-кислотных сейсмостойких аккумуляторных батареи. Каждая батарея 220 В состоит из 106 элементов, номинальной емкостью 1740 Ач (10ВТВ10÷40).

Кроме вышеуказанных установлены две аккумуляторные батареи 110 В, состоящие из 54 элементов номинальной емкостью 2320 Ач, применяемые в качестве резервного источника для удержания приводов СУЗ в заданном положении при кратковременных понижениях напряжения в сети СН (10ВТС21,41).

В режиме нормальной эксплуатации СУЗ реактора в части силового питания приводов регулирующих стержней обеспечивается электроснабжением через два понижающих трансформатора 10/0,4 кВ.

В соответствии с НП-001-15 система надежного электроснабжения собственных нужд нормальной эксплуатации относится к классу безопасности «3» и имеет классификационное обозначение «3Н».

2.3.4 Система аварийного электроснабжения

Для надежности питания потребителей данной группы предусмотрены две независимые системы, имеющие физическое разделение по технологической и электрической части, каждая из которых по составу оборудования способна произвести аварийное расхолаживание энергоблока.

По характеру выполняемых функций и в соответствии с требованиями НП-001-15 данная система относится к обеспечивающей системе.

Основные потребители второй группы – двигатели. Допустимый перерыв питания по условиям безопасности РУ допускается до 40–60 секунд. Двигатели в системах безопасности асинхронные с короткозамкнутым ротором. Двигатели допускают работу при колебании в сети ±10 % номинального напряжения и изменения частоты ±2,5 % номинальной частоты, при этом одновременное отклонение напряжения и частоты при сумме абсолютных значений отклонений не должно превышать 10 %, если отклонение частоты не превышает нормы.

Двигатели обеспечивают разворот механизма при снижении напряжения при пуске до 80 % (ГЦН до 75 %) и при самозапуске до 60 %.

К потребителям данной группы на примере 1 канала СБ относятся:

• насосы охлаждающей воды ответственных потребителей 11PEC10AP001, 002;

• насосы промконтура систем безопасности 11KAA11,12AP001;

• Насосы аварийного и планового расхолаживания первого контура 11JNA11,12AP001;

• насос аварийного расхолаживания ПГ1 и ПГ2 11JNB10AP001,002;

• насос аварийного ввода бора 11JND11,12AP001;

• приточная система вентиляции электротехнических помещений;

• другие потребители.

В состав каждой системы входит следующее оборудование:

• дизель-генератор;

• секция КРУ-10-11BDA;

• трансформатор 11BMT11,12,13;

• секции КРУ-0,4-11BMA, 11BMC;

• секция КРУ-0,4-11BME для питания потребителей собственных нужд ДГС.

На рисунке 2.3.4.1 – принципиальная схема аварийного электроснабжения.

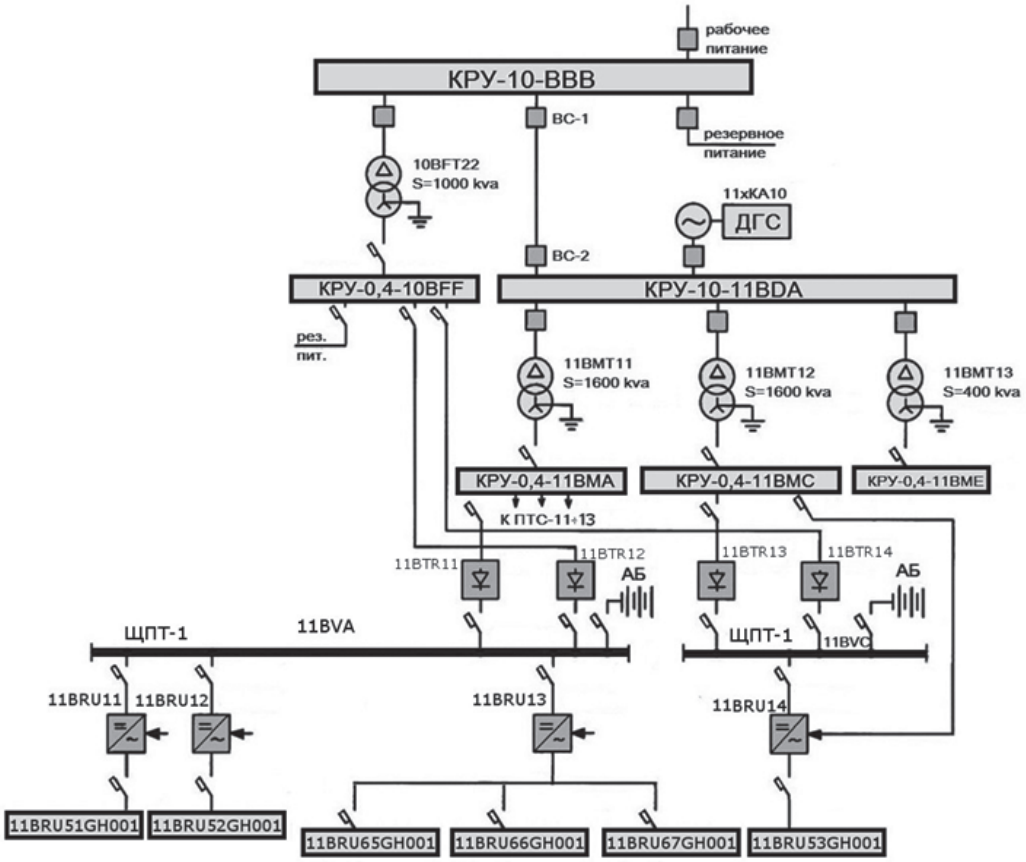


Рисунок 2.3.4.1
Принципиальная схема аварийного электроснабжения

При пуске, останове и нормальной работе секции 10 кВ САЭ получают питание от секций 10 кВ нормальной эксплуатации. Распределительные устройства 10 кВ и 0,4 кВ расположены в отдельных помещениях зданий UBN. Каждая РДЭС резервирует электрическое питание соответствующих эл. секций10 кВ:

– 11XLA10 автоматически подключается через выключатель 10 кВ на обесточенную электрическую секцию 11BDA;

– 12XLA20 автоматически подключается через выключатель 10 кВ на обесточенную электрическую секцию 12BDB.

Секции САЭ 11BDA и 12BDB подключены к соответствующим секциям нормальной эксплуатации через два выключателя.

Два выключателя устанавливаются для обеспечения надежного отключения секции САЭ при потере питания на секциях нормальной эксплуатации.

На рисунке 2.3.4.2 показана часть мозаичной панели установленной на БПУ с элементами управления САЭ.

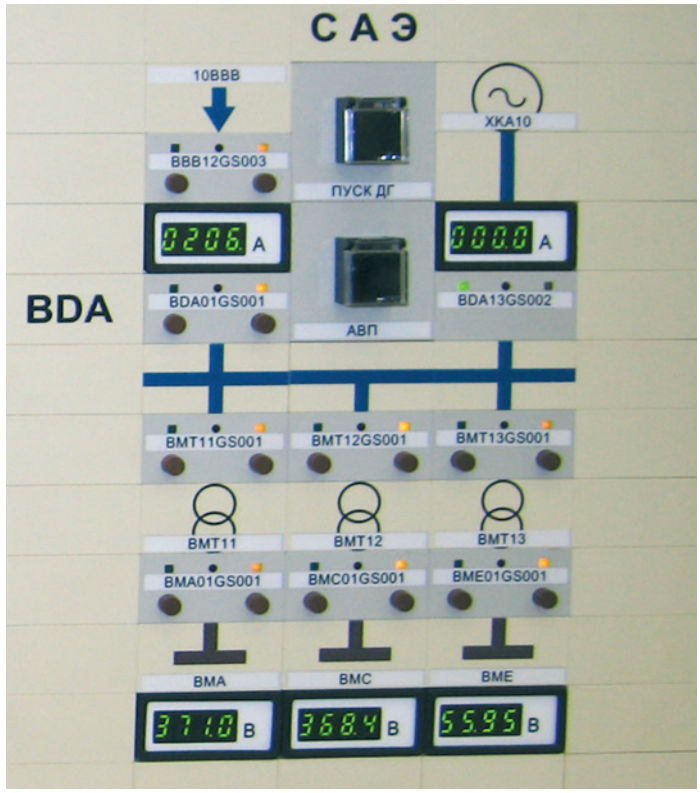


Рисунок 2.3.4.2
Часть мозаичной панели установленной на БПУ с элементами управления САЭ

В аварийных режимах, не связанных с потерей напряжения на шинах 10 кВ собственных нужд, питание секций САЭ осуществляется также от секций 10 кВ нормальной эксплуатации.

Конструкция распределительных устройств, их параметры такие же, как аналогичные устройства нормальной эксплуатации.

В качестве аварийных источников в САЭ используются дизель-генераторы.

В каждом канале устанавливается дизель-генератор, к которому подключено питание всех потребителей канала.

В режиме электроснабжения от дизель-генератора включается только рабочий механизм и АВР запрещается.

В каждом канале имеется секция 10 кВ и 0,4 кВ, к которым подключены все потребители канала.

При работе САЭ от рабочего трансформатора СН между взаиморезервируемыми механизмами предусматривается АВР.

Дизель-электрические станции

В проекте Нововоронежской АЭС-2 устанавливаются автоматизированные дизель-электрические станции «ЗВЕЗДА-6000ВС-MTU», предназначенные для использования в качестве автономных источников электрического снабжения оборудования каналов систем безопасности в режиме обесточивания блока. В проекте обеспечиваются требуемые времена включения технологических систем, относящихся к системе безопасности. Время с момента подачи команды на пуск дизель-генератора до готовности к приему нагрузки не более 15 с.

Каналы размещены в ячейках отдельно стоящих зданий. В состав каждого канала входит дизель-генераторная установка (ДГУ) и системы, обеспечивающие пуск и поддержание ДГУ в режиме «Ожидание». Состав и наименование каналов приведены в таблице 2.3.4.1.

Таблица 2.3.4.1
Состав и наименование каналов

ДГУ	№ канала (РДЭС)	Здание	Код KKS	Система электрического снабжения	Количество (шт.)
«ЗВЕЗДА-6000ВС-MTU»	1	11UBN	11XLA10	САЭ	1
«ЗВЕЗДА-6000ВС-MTU»	2	12UBN	12XLA20	САЭ	1

В дизельную электростанцию входят следующие составные части:

– собственно дизель-генератор с навешенным на него оборудованием и трубопроводами;

– система топлива дизеля (XJN);

– система смазки дизеля (XJV);
– система охлаждения дизеля (XJG);
– система пускового воздуха дизеля (XJX);
– система внешнего охлаждения дизеля РЕВ (PCB);
– системы забора воздуха (XJQ) и газового выхлопа (XJR);
– система дренажей и сбора замасленных стоков (GMP);
– система смазки генератора (XKV);
– система автоматического управления и контроля;
– система первичной защиты.

Основные характеристики ДГС указаны в таблице 2.3.4.2.

Таблица 2.3.4.2
Основные характеристики ДГС

№	Параметры	Единицы изм.	Значение
1	Основная номинальная мощность	кВт	6070
2	Максимально-допустимая эл. мощность	кВт	6677
3	Род тока	-	3-фазный переменный
4	Номинальная частота тока	Гц	50
5	Номинальное напряжение	В	10500
6	Частота вращения с номинальной эл. нагрузкой	об/мин	1500
7	Минимальная длительная мощность	кВт	1200
8	Время пуска (до готовности к приему нагрузки)	с	15

Дизельный двигатель показан на рисунке 2.3.4.3.

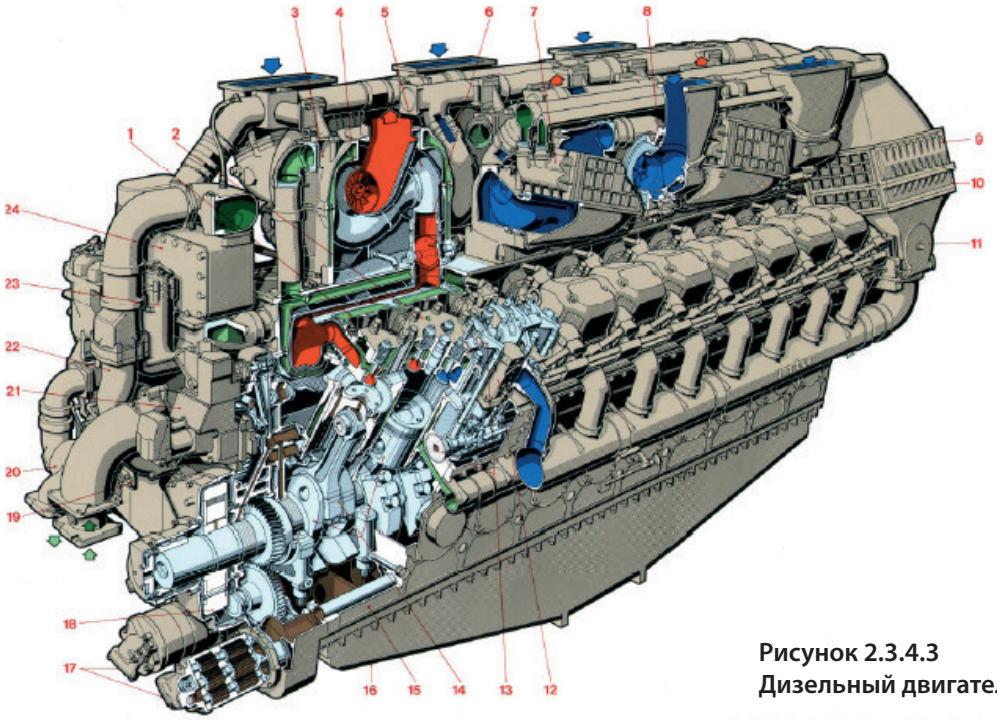


Рисунок 2.3.4.3
Дизельный двигатель

1. Выпускной коллектор постоянного давления
2. Головки цилиндров
3. Картер крестовины
4. Турбокомпрессор низкого давления
5. Турбокомпрессор высокого давления
6. Выпускная заслонка
7. Промежуточный теплообменник низкого давления
8. Воздушная заслонка
9. Промежуточный теплообменник высокого давления
10. Подогреватель воздуха от турбин
11. Аварийная воздушная запорная заслонка
12. Насос-форсунка
13. Клапанный механизм
14. Кривошипно-шатунный механизм (коленчатый вал)
15. Картер
16. Масляный поддон картера
17. Насосы моторного масла
18. Виброгаситель
19. Насос высокотемпературного контура охлаждения
20. Термостатический клапан охлаждающей жидкости
21. Измерительный блок контроля частоты вращения
22. Насос низкотемпературного контура охлаждения
23. Фильтр моторного масла
24. Масляный теплообменник двигателя

ДГС (XLA) состоит из дизельного двигателя (далее – дизель), XJA, генератора – XKA, первичных датчиков и исполнительных устройств, установленных на ДГУ и системах, обеспечивающих исправную работу станции. Соединение дизеля и генератора между собой производится посредством эластичной муфты.

Дизельный двигатель: четырехтактный, двадцатицилиндровый, V-образный, нереверсивного вращения с жидкостным охлаждением с прямым впрыском, газотурбинным наддувом и охлаждением надувочного воздуха – предназначен для привода генератора переменного тока генератора (10 кВ) с двойной системой автоматического возбуждения.

Пуск двигателя осуществляется за счет подачи сжатого воздуха от двух воздухораспределителей непосредственно в цилиндры, раздвигая поршни и создавая угловую скорость на коленчатом валу двигателя.

Синхронный генератор является приводной электрической машиной и является агрегатом бесщеточного исполнения с системами самовозбуждения и автоматического регулирования электрического напряжения.

Генератор является машиной переменного тока с изолированной нейтралью. Генератор выполнен в открытом исполнении с принудительной вентиляцией по разомкнутому циклу. Охлаждение обмоток статора производится принудительной циркуляцией воздуха из машинного зала в здании дизельной станции. Вентиляция осуществляется посредством радиального вентилятора, установленного на приводном валу между ротором и защитной крышкой генератора.

Описание алгоритмов СБ-1

Сигнал «BDA ОБЕСТОЧИВАНИЕ» формируется СКУ ЭЧ и поступает в ФСКУ DA11 (1) при выполнении одного из следующих условий:

– снижения напряжения на секции 11BDA до значения 0,25 $U_{ном}$ в течение 1,3 с;

– снижения напряжения на секции 11BDA до значения 0,8 $U_{ном}$ в течение 21 с;

– снижения частоты на секции 11BDA менее 48,5 Гц в течение 20 с.

СКУ ЭЧ выдает сигнал на отключение выключателей рабочего ввода секции 11BDA 10BBB12GS003 и 11BDA01GS001. В случае неотключения обоих выключателей формируется запрет на включение выключателя ДГ 11BDA13GS002 (т. е. при отключении хотя бы одного из выключателей формируется разрешение на включение выключателя ДГ 11BDA13GS002).

Подключение нагрузки к секциям 10,5 и 0,4 кВ САЭ производится с контролем уровня напряжения на секции САЭ (≥ 0,9UN) по алгоритму ступенчатого пуска в соответствии с нагрузочной характеристикой дизель-генератора. Во время ступенчатого пуска запрещается вмешательство оператора в работу подключаемых механизмов в заданный интервал времени (30 мин).

Восстановление питания секции 10,5 кВ САЭ от блочной секции 10,5 кВ СНЭ АВП возможно после восстановления напряжения на блочной секции и по-

сле снятия запрета на оперативные действия (30 мин) после обесточивания. Оператором с БПУ или РПУ подается команда на останов дизель-генератора с отключением его от секции 10,5 кВ САЭ. Далее, с контролем снижения напряжения на секции 10,5 кВ САЭ до 0,25 U_N и наличием электрического напряжения на блочной секции 10,5 кВ СНЭ, автоматически включаются выключатели линии питания.

ФСКУ DA11 (1): УСБТ «Включение ДГ при обесточивании» формирует следующие команды:

1. Сигнал на пуск 11ХКА10.

2. Запрет команд НЭ для механизмов, участвующих в ПСП.

3. Формирование сигнала «Память 1» обеспечивает отключение механизмов и закрытие арматуры и запрещает дистанционное управление в течение 30 минут. Через 30 минут возможен сброс памяти с кнопки панели СБ БПУ.

4. Формирование сигнала «Память 2» обеспечивает включение ПСП и запрет дистанционного отключения механизмов СБ, пока не сброшена «Память 1» или не отключен выключатель ДГ 11ХКА10GS001.

5. При напряжении на секции 11BDA ≥ 0,9 $U_{ном}$ и включенном положении выключателя ДГ 11ХКА10GS001 контролировать запуск ФСКУ DA12 (1): УСБТ «Ступенчатое подключение механизмов СБ-1 к ДГ».

Примечание: В скобках указаны резервные механизмы. Они отключаются по сигналу обесточивания, но не участвуют в программе автоматического ступенчатого нагружения дизель-генератора. При не включении основных механизмов резервные могут быть включены оператором после снятия запрета по завершении программы ступенчатого пуска ДГ.

6.1 Отключение выключателей механизмов СБ-1, кроме выключателей механизмов, подключаемых на 0 ступени ПСП и арматуры.

6.2 При появлении напряжения (**0 секунда**) происходит включение следующих механизмов, в случае если они работали до момента обесточивания:

– насос аварийного ввода бора 11JND11AP001, 11JND12AP001;

– вентагрегат системы охлаждения воздуха помещений сектора проходок СБ 11KLB02AN001 (11KLB02AN002);

– вентагрегат системы создания разрежения в наружном контейнменте 11KLB22AN001;

– прочие системы вентиляции;

– прочие потребители сборок 0,4 кВ, в том числе арматура;

– собственные нужды дизель-генератора;

– насосная ответственных потребителей;

– сборки рабочего освещения БПУ и помещений блока.

6.3 На **10 секунде** после появления напряжения происходит включение ступени 1 ПСП – подключение механизмов к секциям аварийного электропитания:

– насос системы аварийного и планового расхолаживания высокого давления 11JNA12AP001;

– насос системы аварийного и планового расхолаживания низкого давления 11JNA11AP001;

6.4 На **20 секунде** после появления напряжения происходит включение ступени 2 ПСП – подключение следующих механизмов к секциям аварийного электропитания:

– насос охлаждения БВ 11FAK10AP001;

– насос аварийного расхолаживания ПГ 11JNB10AP001 (11JNB10AP002);

– вентагрегат системы охлаждения СУЗ 11KLA03AN001;

– вентилятор рециркуляционной системы 11SAD01AN001 (11SAD01AN002);

– насос системы охлаждающей воды ответственных потребителей 11PEC10AP001 (11PEC10AP002);

6.5 На **30 секунде** после появления напряжения происходит включение ступени 3 ПСП – подключение следующих механизмов к секциям аварийного электропитания:

– насос промконтура 11KAA11AP001 (11KAA12AP001);

– вентагрегат системы охлаждения помещений необслуживаемой зоны ГО 11KLA01;

– электрокалорифер приточной установки 11SAC;

– насос холодоснабжения 11QKB.

6.6 На **40 секунде** после появления напряжения происходит включение ступени 4 ПСП – подключение следующих механизмов к секциям аварийного электропитания:

– вентагрегат системы охлаждения помещений ГО 11KLA04;

– холодильная машина 11QKB01.

К потребителям первой группы относятся потребители, обеспечивающие контроль и управление работой систем безопасности, и не допускают перерыв питания во всех режимах, включая режим полного обесточивания энергоблока.

Для НВАЭС-2 предусмотрено два независимых канала системы аварийного электроснабжения потребителей первой группы, имеющих физическое разделение, причем каждый из них по составу оборудования способен обеспечить надежное питание систем безопасности в режиме обесточивания энергоблока.

Для питания потребителей первой группы применяется как постоянный ток напряжением 220 В, так и переменный ток напряжением 380 В.

Принцип действия агрегата бесперебойного питания (АБП) заключается в преобразовании с помощью выпрямительных устройств переменного тока в постоянный и подаче его на шины ЩПТ, к которым подключены потребители.

На рисунке 2.3.4.4 показан принцип работы агрегата бесперебойного питания АБП.

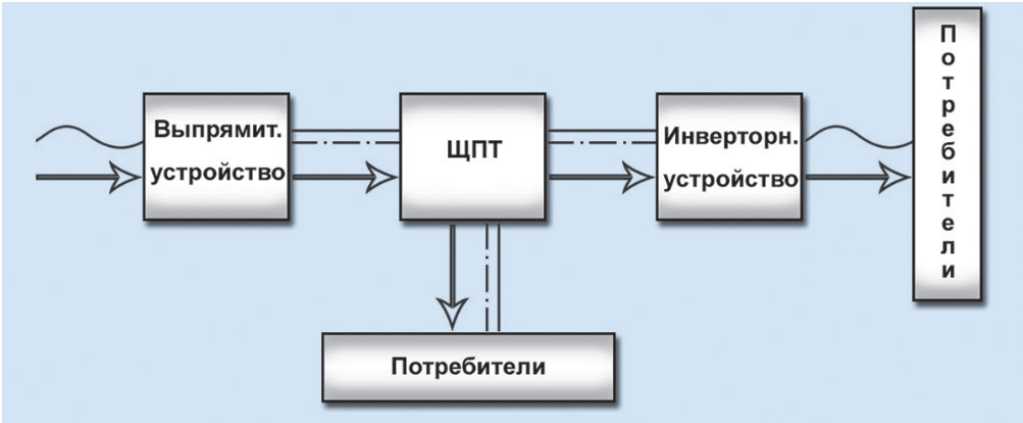


Рисунок 2.3.4.4
Принцип работы агрегата бесперебойного питания (АБП)

Потребителями первой группы надежности САЭ являются:

– аппаратура контроля нейтронного потока (АКНП);

– аппаратура защиты по технологическим параметрам (АЗТП);

– технические средства радиационного контроля;

– аппаратура устройства дистанционного управления;

– аппаратура управляющей системы безопасности;

– потребители БПУ и РПУ САЭ:

• АРМ панелей СБ-1 БПУ, АРМ панелей СБ-1 РПУ;

• АРМ панелей СБ-2 БПУ, АРМ панелей СБ-2 РПУ;

– ИПУ КД, арматура принудительного открытия ИПУ КД:11JEF21AA001, 11JEF21AA002, 12JEF22AA001, 12 JEF22AA002, 12JEF23AA001, 12JEF23AA002;

– локализующая арматура, арматура системы КТР;

– 11(12)JNG10-40AA003,012, 11(12)JNG50-80AA001,002;

– ДУП ОК систем JNA, JND, JNG, KAA;

– ИПУ ПГ, БРУ-А, арматура обвязки БЗОК и 11(12)LBA10-40AA001;

– арматура на линиях продувки ПГ 11(12)LCQ14(24, 34, 44), 17(27, 37, 47) и линиях подачи в питательную воду продувочной воды ПГ 11LCQ15(25)AA001, 12 LCQ35(45)AA001;

– арматура систем KLC21, 22, 25, 26, 41, 11KLM10(20, 30, 40)AA001;

– арматура 11JKM10AA001, 12JKM10AA002;

– приводы шиберов системы пассивного отвода тепла (при потере питания 1 группы открываются через 30 секунд).

Рассмотрим состав оборудования и его назначение на примере первой системы. В состав первой системы АБП входит следующее оборудование:

• выпрямительные установки 11BTP11, 11BTP13 – рабочие;

• выпрямительные установки 11BTP12, 11BTP14 – резервные;

• щиты постоянного тока 11BVA,11BVC;

• аккумуляторные батареи 11BTA11, 11BTA12;

• инверторы BRU11 ÷ BRU14;

• сборки BRU.

В нормальном режиме работы переменное напряжение 380 В с секций КРУ-0,4-11BMA и КРУ-0,4-11BMC подается на рабочие выпрямительные установки 11BTP11 и 11BTP13 соответственно. Выпрямленный постоянный ток напряжением 220 В подается на щиты постоянного тока 11BVA и11BVC для питания потребителей первой группы.

Выпрямительная установка

Выпрямительная установка представляет собой управляемый трехфазный тиристорный мост, который преобразует переменный ток напряжением 380 В в постоянный ток напряжением 220 В.

Выпрямительная установка входит в состав агрегата бесперебойного питания (АБП) и предназначена для:

• питания потребителей щита постоянного тока (ЩПТ);

• постоянного подзаряда аккумуляторной батареи (АБ);

• заряда АБ при выполнении регламентных работ на энергоблоке.

Конструктивно выпрямительная установка выполнена в виде металлических шкафов, в которых расположены входной трансформатор для гальванической развязки силовой цепи, трехфазный выпрямительный мост.

На панели управления выпрямителем расположены контрольно-измерительные приборы по переменному и постоянному току.

Щит постоянного тока (ЩПТ)

Щиты постоянного тока конструктивно могут выполняться или в виде панелей, на фасаде которых располагают приборы и приводы автоматических выключателей, а также табло сигнализации, или в виде шкафов с двухсторонним обслуживанием. На рисунке 2.3.4.5 показан щит постоянного тока.

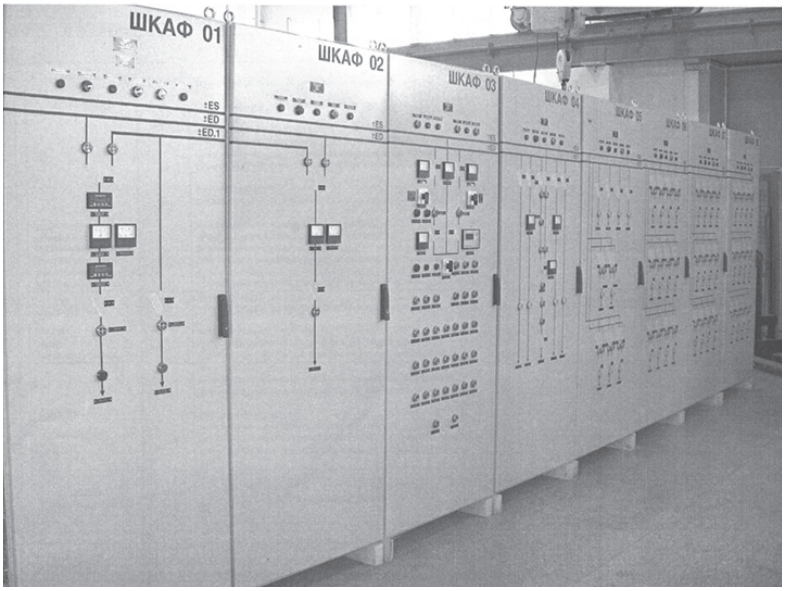


Рисунок 2.3.4.5 Щит постоянного тока

Щит постоянного тока (ЩПТ) предназначен для питания потребителей первой группы постоянным током напряжением 220 В и является одним из ответственных элементов системы аварийного электроснабжения.

По своему назначению шины ЩПТ состоят из двух систем шин:

Главные (силовые) шины: ±ED напряжением 220 В, номинальный ток 1000 А, к которым подключаются выпрямительная установка, аккумуляторная батарея, силовые потребители, такие как БРУ-А, БЗОК, ИПУ КД, другие потребители.

Вспомогательные (слаботочные) шины: ±ES напряжением 220 В на номинальный ток 250 А, служат для питания электроприемников с поврежденной изоляцией в режиме поиска «земли». На рисунке 2.3.4.6 показан видеокадр ЩПТ.

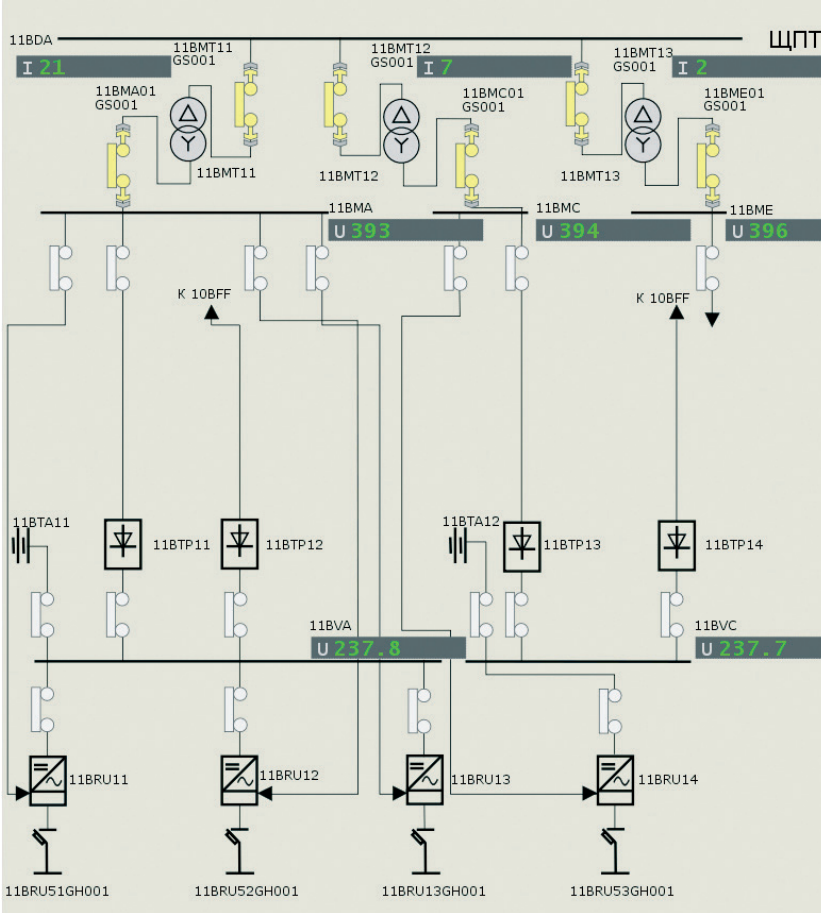


Рисунок 2.3.4.6
Видеокадр ЩПТ

Аккумуляторная батарея

В каждом канале устанавливается по две аккумуляторных батареи с распределительными щитами постоянного тока и выпрямителями для заряда и подзаряда аккумуляторной батареи. Одна батарея рассчитана на 2 ч разряда, другая – на 24 ч разряда.

На рисунке 2.3.4.7 показана аккумуляторная батарея.

Рисунок 2.3.4.7
Аккумуляторная батарея

Каждая батарея 220 В состоит из 106 элементов. В 1 канале САЭ применяется одна батарея номинальной емкостью 3480 Ач (ВТА11) и одна батарея номинальной емкостью 1740 Ач (ВТА12). Во 2 канале САЭ применяется две батареи номинальной емкостью 1740 Ач (ВТА21, 22).

Данное различие обосновано тем, что с ЩПТ 1 канала запитано большое количество мощных локализующих арматур (таких как Ду 500), отсекающих трубопроводы и паропроводы внутри ГО. В то время как со ЩПТ 2 канала запитано намного меньше локализующих арматур (основное количество локализующих арматур имеет пневмопривода), и они отсекают трубопроводы и паропроводы снаружи ГО.

Время разряда аккумуляторной батареи принято:

– два часа без подзарядки для проектных аварий, когда имеется нормальное электроснабжение или электроснабжение от САЭ, в этом случае батареи используются для электропитания локализующей арматуры и АСУ ТП;

– 24 часа без подзарядки для ЗПА, когда нет источников питания АСУ ТП.

Инверторы

Для питания потребителей первой группы переменным током напряжением 380 В применяются инверторы типа ПТС (преобразователь тиристорный силовой), которые преобразуют (инвертируют) постоянный ток напряжением 220 В в переменный ток напряжением 380 В.

Инверторные преобразователи служат для питания наиболее ответственных потребителей первой группы, которые должны всегда оставаться в работе, в том числе и при обесточивании энергоблока.

Так, например, инвертор 11BRU14 мощностью 220 кВА служит для питания приводов отсечной арматуры.

Инверторы 11BRU11(12, 13) мощностью по 30 кВА каждый служат для питания потребителей:

- ТПТС – типовые программы технических средств;
- УСБИ – управляющие системы безопасности инициирующие;
- СВБУ – система управления верхнего блочного уровня;
- СВРПЭ – система регистрации важных параметров эксплуатации (черный ящик);
- радиационный контроль;
- приводы шиберов системы пассивного отвода тепла (СПОТ);
- аппаратура контроля нейтронного потока (АКНП);
- другие потребители.

Учитывая важность потребителей первой группы, получающих питание от инверторов, предусмотрено резервное питание от дизельных секций КРУ-0,4-11BMA и КРУ-0,4-11BMC.

Переход на резервный источник питания может быть выполнен оператором вручную с помощью переключающего устройства или автоматически при аварийном отключении инвертора.

Для сохранения работоспособности логических элементов систем безопасности переход на резервный источник питания (байпас) должен быть выполнен за время не более 10–15 мс. Для успешного перехода на резервный источник питания за указанное время выходное напряжение инвертора постоянно синхронизируется с резервным источником питания.

АБП могу работать как параллельно с сетью, так и автономно при обесточивании энергоблока.

Так, при обесточивании энергоблока устройством ТПТС производится запуск дизелей и после их подключения к секциям КРУ-10BDA и КРУ-10BDB через 15 с начинает работать программа автоматического ступенчатого пуска (АСП) потребителей, участвующих в режиме расхолаживания энергоблока.

На время пуска дизель-генераторов и работы АСП питание потребителей по постоянному и переменному току будет осуществляться от АБ.

Через 60±10 с (после появления напряжения от ДГ 11ХКА10 на 11BDA) сработает АПВ выпрямительных установок 11ВТР11, 11ВТР13, работающих до обесточивания, аккумуляторные батареи переходят в режим постоянного подзаряда.

После устранения причин, вызвавших обесточивание энергоблока, восстанавливается нормальный режим работы САЭ потребителей путем отключения ДГС и ввод их в режим «горячего резерва».

2.3.5 СИСТЕМА ПРОМКОНТУРА ОТВЕТСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЗДАНИЯ 10UJA (KAA)

Система промконтура ответственных потребителей здания 10UJA (KAA) предназначена для выполнения функции отвода тепла от потребителей, приведенных в таблице ниже к системе охлаждающей воды ответственных потребителей (PE) во всех режимах работы блока. Кроме того, данная система выполняет функцию барьера, препятствующего выходу радиоактивных веществ в окружающую среду. Так же система KAA при запроектных авариях может быть использована как средство управления запроектными авариями путем организации в первом канале системы альтернативного промконтура с подключением вентиляторной градирни и насосной установки.

Список оборудования системы KAA представлен в таблице 2.3.5.1.

Таблица 2.3.5.1
Список оборудования системы промконтура ответственных потребителей здания 10UJA (KAA)

№	Маркировка по схеме	Наименование оборудования	Расход, м³/ч	Коли-чество
1	JNA10,20	Теплообменник аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки	2487	2
2	JNB10 JNB30	Теплообменник аварийного расхолаживания ПГ	2500	2
3	FAK10 FAK20	Теплообменник охлаждения бассейна выдержки	700	2
4	JNA11,12 JNA21,22	Насос аварийного и планового расхолаживания первого контура	6,5	4
5	KLA01 KLA01	Воздухоохладитель вентиляционной системы KLA	206,4	2
6	KLA03 KLA03	Воздухоохладитель вентиляционной системы KLA	101,8	2
7	KLA04 KLA04	Воздухоохладитель вентиляционной системы KLA	66	2
8	KLA04 KLA04	Воздухоохладитель вентиляционной системы KLA	32,8	2
9	JEA71÷74	Теплообменник отбора проб	3,5	4
10	JEA90	Теплообменник отбора проб	9,0	1
11	JND11,12 JND21,22	Насос аварийного ввода бора	0,3	4
12	QUN10÷40	Охладитель проб продувочной воды парогенераторов	9,15	4

Примечание: расход указан на одного потребителя.

В соответствии со структурой построения систем безопасности система имеет два независимых физически разделенных канала. Каждый канал обеспечивает выполнение функций безопасности в полном объеме в режимах проектных аварий.

На рисунке 2.3.5.1 показан видеокадр схемы системы промконтура ответственных потребителей здания 10UJA (KAA).

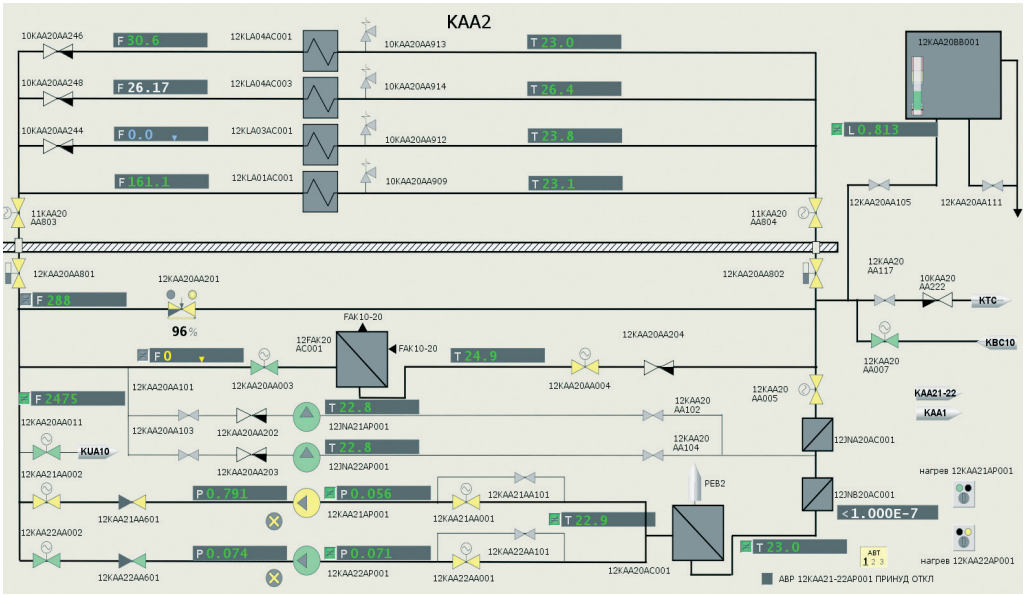


Рисунок 2.3.5.1
Видеокадр схемы системы промконтура ответственных потребителей здания 10UJA KAA2

Система KAA включает в себя следующее оборудование:

– два теплообменника KAA10, 20 (отметка – 5,4 м);

– два дыхательных бака KAA10, 20;

– четыре насоса промконтура KAA11,12, KAA21, 22 (отметка – 5,4 м);

– трубопроводы и арматуру.

Система KAA имеет связи со следующими системами:

– системой трубопроводов охлаждающей воды (PEB);

– системой отбора проб из оборудования здания 10UJA (KUA10-50);

– системой сбора борсодержащих вод (KTC10-20);

– системой охлаждения бассейна выдержки (FAK10-20);

– системой аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки (JNA);

– системой аварийного расхолаживания ПГ (JNB10-40);

– системой вентиляции здания 10UJA (KLA);

– системой аварийного ввода бора (JND);

– система контроля уровня в парогенераторах и влажности пара в паропроводах (JEA50-90);

– системой дистиллята (KBC10-30);

– системой контроля уровня в парогенераторах и влажности пара в паропроводах (JEA50-90).

Первый канал системы KAA также включает в себя трубопроводы и арматуру для подключения оборудования альтернативного промконтура при запроектных авариях, а также трубопроводы и арматуру подачи воды к системе контроля уровня в парогенераторах и влажности пара в паропроводах JEA50. Альтернативный промконтур включает в себя вентиляторную градирню KAA1 и насосную установку альтернативного промконтура KAA13.

На рисунке 2.3.5.2 показана принципиальная схема системы KAA с подключением альтернативного промконтура.

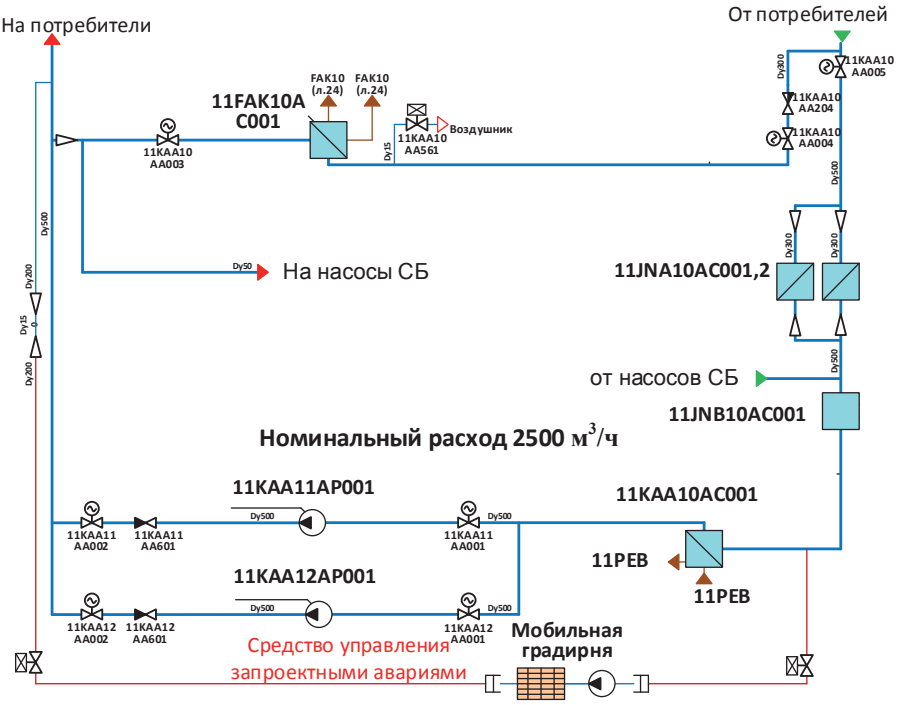


Рисунок 2.3.5.2
Принципиальная схема системы KAA с подключением альтернативного промконтура

На напорных и сливных трубопроводах каждого канала, пересекающих границу гермозоны, установлена локализующая арматура.

Для повышении надежности элементов системы локализации аварии на трубопроводах системы КАА установлена пневмоприводная и электроприводная локализующая арматура. За пределами защитной оболочки установлена пневмоприводная локализующая арматура, в пределах защитной оболочки – электроприводная.

Заполнение промконтура осуществляется от системы дистиллята КВС10-30 через дренажные коллекторы каналов промконтура.

Подача дистиллята в каналы системы КАА производится автоматически по блокировке: при снижении уровня в дыхательном баке до 0,3 м, при повышении уровня в дыхательном баке до 1,6 м арматура на линии заполнения закрывается.

Отвод тепла от теплообменников промконтура осуществляется охлаждающей водой от соответствующих каналов системы трубопроводов охлаждающей воды (РЕВ).

В режиме обесточивания рабочие насосы промконтура запускаются автоматически по программе ступенчатого пуска, и их электроснабжение осуществляется от аварийных дизель-генераторов.

Локализующая арматура закрывается по аварийным сигналам (ΔT_s<8°С и $P_{го}$ > 30 кПа), которые характеризуют аварию с потерей теплоносителя.

В аварийных режимах, связанных с потерей теплоносителя 1 контура, система обеспечивает отвод остаточных тепловыделений по цепочке: система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки топлива (1 JNA) плюс система аварийного расхолаживания парогенераторов (1 JNB10-40) → система 1 КАА → система охлаждающей воды ответственных потребителей (1 РЕВ) → брызгальный бассейн.

В аварийных режимах, связанных с течью первого контура во второй, система обеспечивает расхолаживание ПГ со скоростью 60 °С/ч по цепочке: система аварийного расхолаживания ПГ (JNB10-40) → система КАА →система охлаждающей воды ответственных потребителей (РЕВ) → брызгальный бассейн.

При снижении температуры 1 контура в результате расхолаживания теплообменниками системы аварийного расхолаживания ПГ JNB10-40 до 150 °С

дальнейший отвод тепла от первого контура осуществляется через теплообменники системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки топлива (JNA).

Система промконтура обеспечивает охлаждение борного раствора, подаваемого насосами системы JND в реактор через теплообменник системы JNA, при переводе всаса насосов JND с баков на систему JNA.

Вентиляторная градирня обеспечивает отвод не менее 20 МВт тепла вне зависимости от условий окружающей среды. Передвижная насосная установка (ПНУ) обеспечивает циркуляцию воды промконтура расходом ~ 500 м^3/ч.

Система KAA по назначению является обеспечивающей системой безопасности, выполняющей функции нормальной эксплуатации при работе блока в режимах нормальной эксплуатации.

Элементы системы KAA, расположенные за пределами герметичного ограждения до локализующей арматуры: теплообменники промконтура, насосы промконтура, дыхательные баки, трубопроводы и арматура – потребителей систем безопасности по влиянию на безопасность являются элементами важными для безопасности, а по характеру выполняемых функций – элементами обеспечивающей системы безопасности, выполняющей функции нормальной эксплуатации при работе блока в режимах нормальной эксплуатации. Эти элементы относятся ко 2 классу безопасности. Классификационное обозначение – 2НО.

Арматура и трубопроводы локализующих групп по влиянию на безопасность являются элементами важными для безопасности, а по характеру выполняемых функций – элементами локализующей системы безопасности. Эти элементы системы относятся ко 2 классу безопасности. Классификационное обозначение – 2Л.

Объем трубопроводов системы KAA составляет 145 м^3. Заполнение и подпитка системы KAA осуществляется из системы дистиллята KBC10-30 расходом до 50 м^3/ч.

Технические характеристики оборудования системы KAA представлены в таблице 2.3.5.2.

Таблица 2.3.5.2
Технические характеристики оборудования системы КАА

Наименование	Кол-во	Основные технические характеристики оборудования
Теплообменник промконтура КАА10, 20	2	Тип T50-MFD Конструкция: пластинчатый Площадь теплообмена, м^2: 1562 **Охлаждаемая (греющая) сторона:** Среда: вода промконтура (дистиллят) Расход: 2500 м^3/ч Рабочее давление: 0,3 МПа **Охлаждающая (нагреваемая) сторона:** Среда: техническая вода Расход: 3000 м^3/ч Рабочее давление: 0,38 МПа
Насос промконтура КАА11,12 КАА21, 22	4	Тип А 500-QVD-750-100-ZC ТУ N 530 964 Перекачиваемая среда: вода промконтура Расход в рабочей точке: 2500 м^3/ч Напор в рабочей точке: 70 м
Бак дыхательный КАА10, 20	2	Объем бака: 4,2 м^3

В проекте системы КАА применены пластинчатые теплообменники, которые широко используются в проектах систем безопасности зарубежных АЭС, а также в проектах модернизации действующих отечественных энергоблоков с ВВЭР.

Пластинчатый теплообменник Alfa Laval T50-MFD состоит из пакета металлических гофрированных пластин, формирующих каналы для двух жидкостей, участвующих в процессе теплообмена. Пакет пластин размещен опорной и прижимной плитами и закреплен стяжными болтами. Каждая пластина снабжена уплотнительной прокладкой, которая герметично изолирует канал и направляет различные потоки жидкостей в чередующиеся каналы. На рисунках 2.3.5.3, 2.3.5.4 показана конструкция пластинчатого теплообменника Alfa Laval T50-MFD.

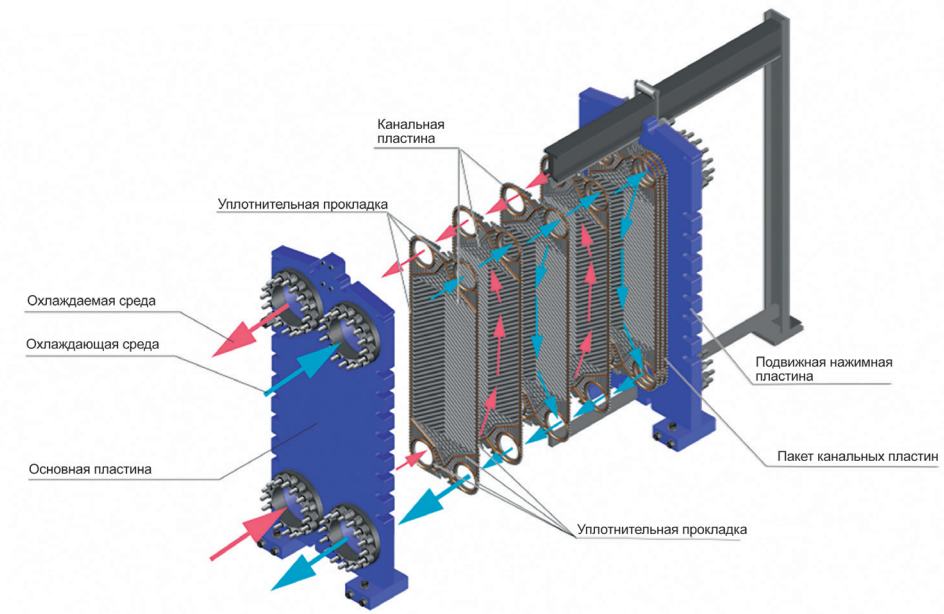


Рисунок 2.3.5.3
Конструкция пластинчатого теплообменника Alfa Laval T50-MFD

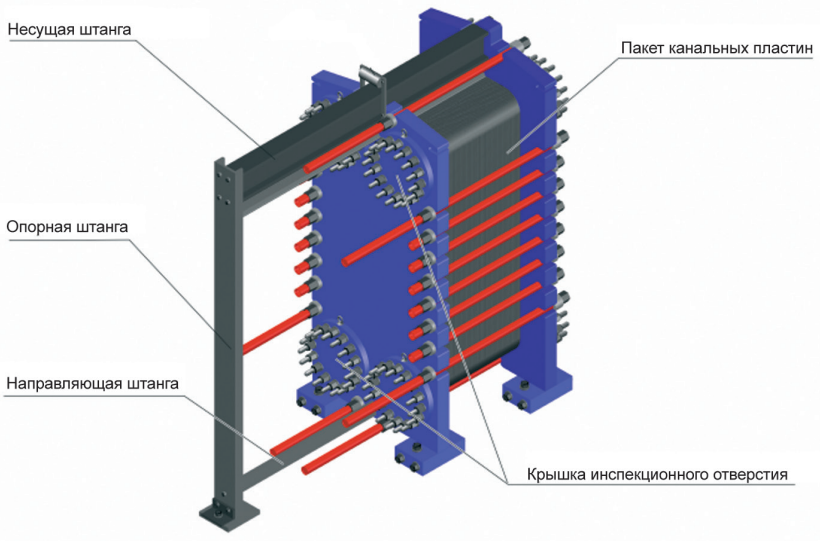


Рисунок 2.3.5.4
Конструкция пластинчатого теплообменника Alfa Laval T50-MFD

Насосы промконтура являются элементами обеспечивающей системы безопасности и предназначены для циркуляции охлаждающей воды с целью отвода тепла от потребителей системы, расположенных в здании UJA, к системе технического водоснабжения систем безопасности во всех режимах работы блока, включая аварийные. Насосы функционируют в режиме нормальной эксплуатации блока и аварийных режимах, включая обесточивание, устанавливаются в здании UKA на отметке минус 5,4 м.

Насос – центробежный, горизонтальный, одноступенчатый. Уплотнения вала – торцевого типа, одинарное. Электродвигатель имеет водяное охлаждение. Теплосъем проходит через выносной теплообменник кожухотрубчатого типа. Охлаждение осуществляется перекачиваемой средой. Конструкция насоса обеспечивает возможность ремонта в условиях АЭС. На рисунке 2.3.5.5 показана схема установки насоса промконтура.

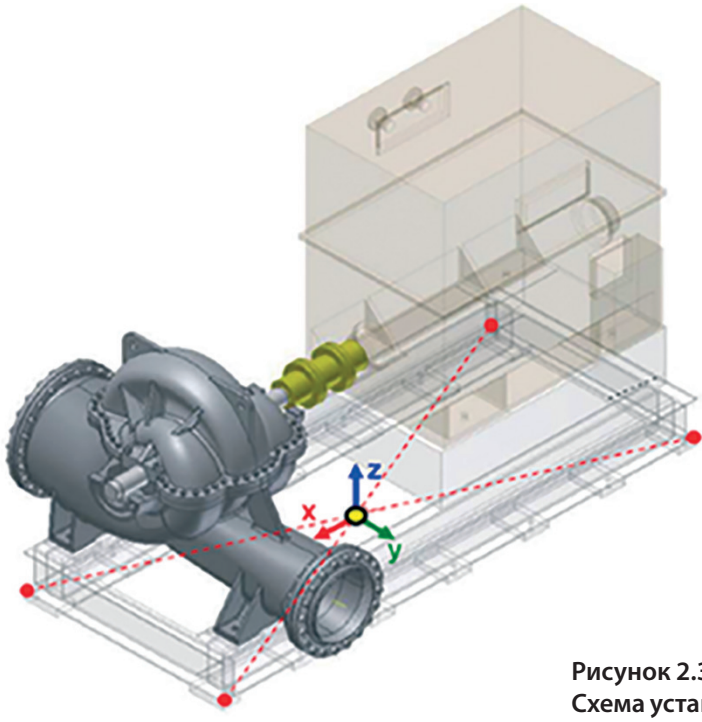


Рисунок 2.3.5.5
Схема установки насоса промконтура

Компоновка системы и взаимное расположение компонентов выполнены с учетом следующих требований:

– сокращение до минимума технологических коммуникаций;

– оборудование каждого канала промконтура КАА должно размещаться в отдельных, изолированных друг от друга огнестойкими физическими барьерами, помещениях здания безопасности;

– трубопроводы каждого канала, размещенные в пределах защитной оболочки, должны трассироваться в разных частях защитной оболочки для исключения их одновременного повреждения;

– для оборудования, размещенного за пределами защитной оболочки, должен быть обеспечен доступ и условия для проведения технического обслуживания и ремонтов при работе реактора на мощности;

– компоновка системы должна быть выполнена таким образом, чтобы отказы в системах нормальной эксплуатации не приводили к нарушениям в работе системы, а также отказ одного канала системы не должен приводить к отказу других каналов через системы вентиляции, строительные конструкции, транспортные пути, каналы охлаждающей воды и кабельные коммуникации;

– обеспечения безопасных условий эксплуатации для персонала.

Эксплуатационными пределами работы системы 1 КАА являются:

– максимальный расход насоса промконтура	3000 м^3/ч;
– минимальный расход насоса промконтура	1600 м^3/ч;
– максимальный уровень в баке	1,7 м;
– минимальный уровень в баке	0,15 м;
– температура после теплообменника промконтура	33 °С.

2.3.6 Система охлаждающей воды ответственных потребителей (РЕ)

Назначение и функции системы охлаждающей воды РЕ

Система охлаждающей воды ответственных потребителей РЕ выполняет следующие функции:

– в режимах нормальной эксплуатации система обеспечивает отвод избыточного тепла от промежуточных контуров реакторного отделения, расположенных в зданиях 10UJA, 10UKC, а также от резервных дизельных электростанций и от потребителей комплекса холодоснабжения ответственных потребителей, расположенных в зданиях аварийного электроснабжения 11(12)UBN;

– в аварийных режимах система обеспечивает отвод тепла от активной зоны реактора через теплообменники промежуточных контуров, резервных дизельных электростанций и от охладителей комплекса холодоснабжения;

– в режиме обесточивания блока насосы PEC останавливаются и повторно автоматически включаются по программе ступенчатого пуска. Подача электрического напряжения к насосам в данном режиме осуществляется от резервных дизель-генераторов системы аварийного электроснабжения.

Система (PE) функционирует при всех режимах нормальной эксплуатации, включая пуск, останов, работу на мощности, перегрузку топлива, нахождение в режимах «ожидание» и опробования ДГУ, а также в аварийных режимах при следующих нарушениях в работе энергоблока:

– течи первого контура;

– обесточивании секций надежного электрического питания;

– потери нормального отвода тепла от активной зоны через второй контур при наличии течи воды из трубопроводов питательной воды к ПГ.

Система охлаждающей воды ответственных потребителей (1 PE) состоит из двух замкнутых независимых каналов. Каждый канал обеспечивает оборудование систем безопасности и систем нормальной эксплуатации охлаждающей воды с проектным расходом. Система является оборотной, изолированной от внешних водоемов, грунтовых вод и других систем охлаждения. Замкнутость системы обусловлена необходимостью выполнения природоохранных требований, поскольку в случае нарушения плотности теплообменного оборудования РО возможно попадание в охлаждающую воду радиоактивного загрязнения.

Система охлаждающей воды ответственных потребителей (PE) в зданиях 10UJA, 10UKC, 11(12)UBN предназначена:

– для отвода тепла от промконтуров PGB50 (система промконтура потребителей нормальной эксплуатации реакторного отделения), PGB60-70 (система промконтура потребителей нормальной эксплуатации здания 10UKC), KAA (система промконтура ответственных потребителей здания 10UJA) через теплообменники промконтуров к охлаждающей воде ответственных потребителей в брызгальные бассейны. В брызгальных бассейнах происходит распыление воды на центробежных соплах и возврат охлажденной воды в систему для последующего теплосъема с оборудования.

– проведения частичного (периодического) обмена воды в бассейнах для поддержания BXP с целью поддержания чистоты теплообменных пластинчатых поверхностей;

– опорожнения брызгальных бассейнов в резервную емкость 00URX при технологической необходимости, а также во время ППР.

Описание системы трубопроводов охлаждающей воды РЕ

Система охлаждающей воды ответственных потребителей (РЕ) (рисунок 2.3.6.1) обеспечивает выполнение своих функций при любом исходном событии, аварии с наложением одного независимого от исходного события, отказа любого активного или пассивного элементов или ошибки персонала. Она имеет электрическое питание от секций нормального электроснабжения с резервированием от систем аварийного электроснабжения.

Рисунок 2.3.6.1
Схема трубопроводов охлаждающей воды ответственных потребителей (РЕ)

Электрическое питание механизмов системы (при обесточивании секций нормального электроснабжения) осуществляется от системы аварийного электроснабжения потребителей второй группы. По программе ступенчатого пуска автоматически включаются в работу первые насосы охлаждающей воды ответственных потребителей 11PEC10AP001, 12PEC20AP001. Их электроснабжение осуществляется от аварийных дизель-генераторов, время задержки включения насосов системы РЕ не превышает 30 секунд с момента их обесточивания.

В соответствии с классификацией системы РЕ по назначению и влиянию на безопасность, в соответствии с требованиями НП-001-15 циркуляционные насосы 11PEC10AP001, 11PEC10AP002 (12PEC20AP001, 12PEC20AP002) охлаж-

дающей воды ответственных потребителей, трубопроводы и арматура и водоочистные машины 11PEA10AT001 (12PEA20AT001) имеют обозначение 2HO, они являются элементами важными для безопасности, а по характеру выполняемых функций – элементами обеспечивающей системы безопасности, совмещающей функции нормальной эксплуатации при работе блока в режимах нормальной эксплуатации. Система PE дополнительно защищена от воздействия экстремальных низких и высоких температур окружающей среды, так как оборудование размещается в помещениях, имеющих системы вентиляции.

Номинальный расход охлаждающей воды в одном канале составляет 4055,6 м^3/ч. Параметры охлаждающей воды, поступающей к потребителям приведены в таблице 2.3.6.1.

Таблица 2.3.6.1
Параметры охлаждающей воды, поступающей к потребителям

Подвод воды к потребителям	Параметры		
	Расход воды в одном канале, не менее (м^3 /ч)	Температура на входе (°С)	Давление рабочее (избыточное), не менее (МПа)
К потребителям зданий 10UJA и 10UKC	3250,0	9÷31	0,6
К потребителям зданий 11UBN, 12UBN, в том числе:	805,6		
а) к охладителям дизель-генератора	600		
б) к комплексу холодоснабжения ответственных потребителей	205,6		

Система обеспечивает температуру подаваемой в реакторное отделение воды в диапазоне от 9 до 31 ^{0}C во всех режимах работы при расчетных уровнях воды в брызгальном бассейне:

– максимальный – минус 1,0 м от верней образующей стены бассейна;

– минимальный – минус 2,8 м от верней образующей стены бассейна.

Для исключения переохлаждения воды в зимний период и уменьшения капельного уноса воды из бассейнов при высоких скоростях ветра предусмотрены трубопроводы холостых сбросов с раздающим оголовками (без раз-

брызгивания воды на соплах) от сливных трубопроводов в каждую секцию бассейна. В зимнем режиме эксплуатации системы подача воды к разбрызгивающим соплам регулируется в сторону уменьшения общего расхода.

Подача воды в помещения зданий 10UJA, 10UKC и зданий 11(12)UBN предусматривается по напорным и сливным трубопроводам, проложенным в проходных каналах (туннелях)11(12)URZ.

Перед пуском все магистральные трубопроводы до зданий 10UJA и 10UKC практически полностью заполняются водой самотеком из брызгальных бассейнов при условии максимального уровня воды в бассейнах. При минимальном уровне в брызгальном бассейне магистральные трубопроводы заполняются водой лишь на половину сечения. В верхней части трубопроводов остается объем воздуха порядка 215 м^3. Для его удаления в процессе заполнения предусмотрены воздушники и клапаны впуска-выпуска воздуха, расположенные на теплообменниках.

Система впуска-выпуска воздуха из трубопроводов РЕВ, теплообменников включает в себя:

– ручные воздушные вентили-краны для впуска-выпуска воздуха при опорожнении трубопроводов и теплообменников, а также при их заполнении водой после ремонта;

– автоматически действующие механические клапаны впуска-выпуска воздуха, параметры которых, их расположение по трассе определены на основании расчетов переходных процессов циркуляционных насосов и трубопроводов РЕВ (рисунок 2.3.6.2).

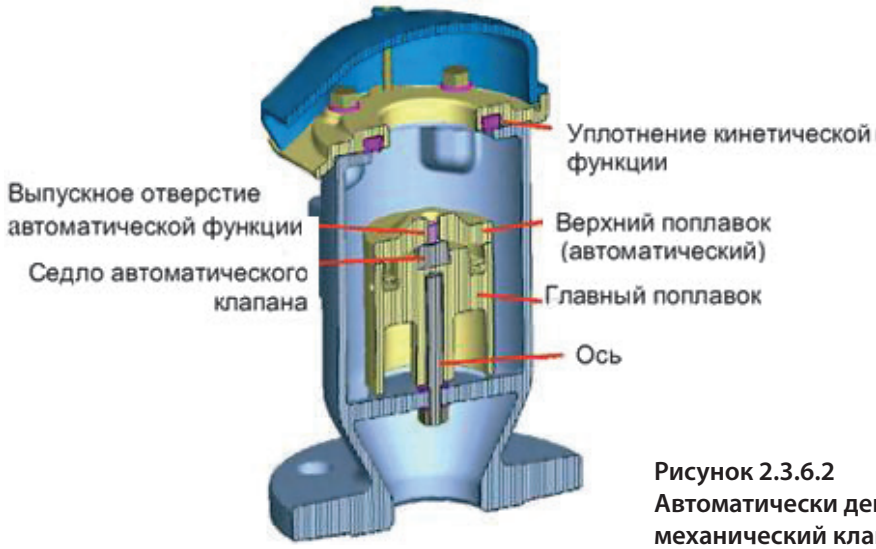


Рисунок 2.3.6.2
Автоматически действующий механический клапан

Принятые параметры клапанов впуска-выпуска воздуха и их расположение по трассе обеспечивают отсутствие создания опасного разрежения при отключении насосного агрегата и смягчают максимум повышения давления в системе после включения циркуляционного насоса в работу.

После отключения электродвигателя циркуляционного насоса, частота вращения рабочего колеса резко снижается, напор насоса падает практически до нуля, соответственно снижается и расход насоса. Вследствие снижения расхода по всей трассе трубопроводов происходит волна снижения давления. В верхних точках трассы образуется вакуум, открываются воздушные клапаны, происходит впуск воздуха. При этом водяной поток жидкости в трубопроводе PEB делится на две части, т. е. образуются две водяные колонны жидкости. Одна колонна продолжает движение в сторону брызгального бассейна с плавно снижающейся скоростью по мере изменения расхода воды через сопла. Вторая колонна (в сторону насоса) резко тормозится вместе с уменьшающимся расходом воды через насос и начинает движение в обратном направлении, сливаясь через насос в нижний бьеф брызгального бассейна.

На обратном токе воды происходит резкое закрытие обратного клапана на напорном патрубке насоса, сопровождаемое всплеском кратковременного давления за клапаном со стороны напорного трубопровода.

После пуска насоса происходит увеличение давления в системе, впущенный клапанами ранее воздух сжимается и обеспечивает демпфирование при смыкании разошедшихся колонн жидкости с плавным повышением давления в системе.

Необходимый напор и регулирование общего расхода обеспечиваются частичным открытием дисковых затворов Ду 600 в распределительной камере переключений брызгального бассейна. Обратный клапан Ду 800 (на напоре циркуляционного насоса) предотвращает опорожнение напорной системы и ограничивает частоту и время обратного вращения насосного агрегата при отключении электродвигателя.

Заполнение и подпитка брызгальных бассейнов 11(12)URR производится:

– частично-обессоленной водой (ЧОВ, основная подпитка) от системы GCF, от установок ХВО, размещенных в здании, обессоливающей установки (00UGD). Основная подпитка осуществляется частично обессоленной водой, подаваемой в каждую секцию брызгальных бассейнов. В районе южной стороны бассейнов предусмотрены колодцы, в которых установлены задвижки основной подпитки;

– бытовыми сточными водами из зоны контролируемого доступа (00UGW), от системы очистных сооружений GRB21, в количестве 5,7 м^3/ч, или 0,05 млн. м^3/год;

– дебалансными водами СВО из вспомогательного реакторного здания (10UKC) в количестве 0,456 м^3/ч, или 0,004 млн. м^3/год. Откачка воды в сливной трубопровод РЕВ производится через контрольные баки с предварительным проведением дозиметрического контроля.

– артезианской водой от хозяйственно-питьевого водопровода GKD из Каменно-Верховского водозабора (резервная подпитка из зданий насосных станций ответственных потребителей 11(12)URF).

Охлаждающая вода РЕ при эксплуатации имеет следующие химические показатели (таблица 2.3.6.2)

Таблица 2.3.6.2
Химические показатели охлаждающей воды РЕ

Общее солесодержание, мг/л, не более	800
Показатель концентрации водородных ионов, pH	6,5–8,5
Жесткость общая, мг-экв/л	до 7,5
Жесткость карбонатная, мг-экв/л	до 2,5
Хлориды, мг/л	до 150
Сульфаты, мг/л	до 500
Нитраты, мг/л	до 15
Фосфаты, мг/л	до 4
Окисляемость, мг O_2/л	до 20
Взвешенные вещества, мг/л	до 50

Для обеспечения воднохимичекого режима системы оборотного водоснабжения при работе блока производится постоянно действующая реагентная обработка воды ингибитором «Акварезалт 1010». Обработка воды ведется по результатам осмотра бассейнов на предмет выявления очаговых обрастаний тиной. В теплый период года еженедельно дозируются биоциды «Акварезалт Б1» или «Акварезалт Б2» в зависимости от текущего ВХР. Дози-

рование реагентов в систему выполняется постепенно, в течение 1 часа, с применением насоса-дозатора, с выдержкой 24 часа.

Описание конструкции оборудования системы охлаждающей воды РЕ

Система охлаждающей воды ответственных потребителей (РЕ) состоит из двух замкнутых независимых каналов. Каждый канал системы охлаждения включает в себя:

– чашу бассейна 11(12)URR (брызгальный бассейн состоит из двух раздельных секций) с трубопроводной разводкой, разбрызгивающими соплами и оголовками зимнего сброса;

– камеру переключений 13(14)URR (примыкает к насосной станции) с установленной запорной арматурой на самотечных трубопроводах к секциям брызгального бассейна, насосами дренажа протечек из камеры переключений и внутреннего дренажа брызгальных бассейнов;

– насосную станцию 11(12)URF с водоочистной сеткой, двумя циркуляционными насосами, трубопроводами с установленной арматурой и сильфонными компенсаторами;

– закрытый технологический туннель 11(12)URZ с напорным трубопроводом и автоматическим промывным фильтром, установленным на входе в РО, а также сливным трубопроводом от РО до брызгального бассейна с установленной арматурой.

Брызгальные бассейны 11(12)URR представляют собой заглубленные, прямоугольные железобетонные чаши размером 74 х 60 метров с высотой стен 4000 мм (рисунок 2.3.6.3).

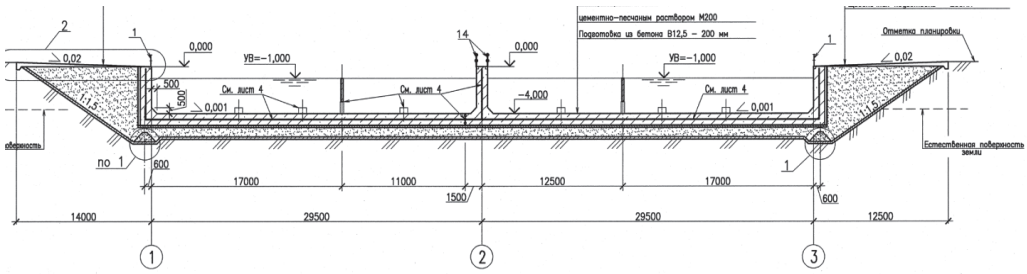


Рисунок 2.3.6.3
Схема брызгального бассейна

Охлаждение воды в бассейне осуществляется за счет регулируемого распыления воды в чашу бассейна, через сопла Цо-85 с винтовым подводом воды. Обогрев или утепление аэрационных устройств проектом не предусмотрен.

Габариты и конструкция бассейна одного канала определены с учетом:

– охлаждения воды при рабочем и аварийном режимах работы блока при плотности орошения воды на соплах 1,10 $м^3/ч·м^2$;

– обеспечения температуры охлаждающей воды летом не выше +31 °С (при температуре воздуха наиболее жаркой пятидневки года +27 °С) и зимой не ниже +9 °С;

– обеспечения аварийного расхолаживания блока в жаркий период года без подачи воды на подпитку системы в течение 48 часов;

– удержания номинального объема воды в бассейнах при прохождении смерча над площадкой АЭС.

Камера переключений 13(14)URR примыкает к зданию 11(12)URF со стороны бассейна. Размеры камеры переключений приняты из условий размещения в ней регулирующей и запорной арматуры, разводки отводящих и подводящих трубопроводов охлаждающей воды, а также установки насосов систем дренажа протечек из камеры переключений и внутреннего дренажа бассейнов.

Насосная станция 11(12)URF предназначена для установки электротехнического оборудования, промышленных кондиционеров охлаждения, насосов, арматуры, трубопроводов, дренажной системы и системы опорожнения всасывающего и напорного тракта насосов.

В насосной станции 11(12)URF установлены:

– два циркуляционных насосных агрегата 11PEC10AP001, 11PEC10AP002 (12PEC20AP001, 12PEC20AP002) с электродвигателями воздушного охлаждения обмоток;

– водоочистная машина 11PEA10T001 (12PEA20T001) с лобовым подводом воды, обеспечивающая очистку от посторонних включений поступающей охлаждающей воды из бассейна;

– два полупогружных вертикальных дренажных насоса 10PEC51AP001, 10PEC51AP002 (10PEC52AP001, 10PEC52AP002), обеспечивающих автоматическую откачку дренажных приямков, а также для возможности откачки воды из секций (СК-1, 2 или СК-3, 4) брызгального бассейна в резервную емкость 00URX с одновременным опорожнением аванкамеры насосов PEC;

– два промышленных кондиционера 11SAQ01AN001, 11SAQ01AN002 (12SAQ01AN001, 12SAQ01AN002) для обеспечения и поддержания заданной температуры в электротехнических помещениях.

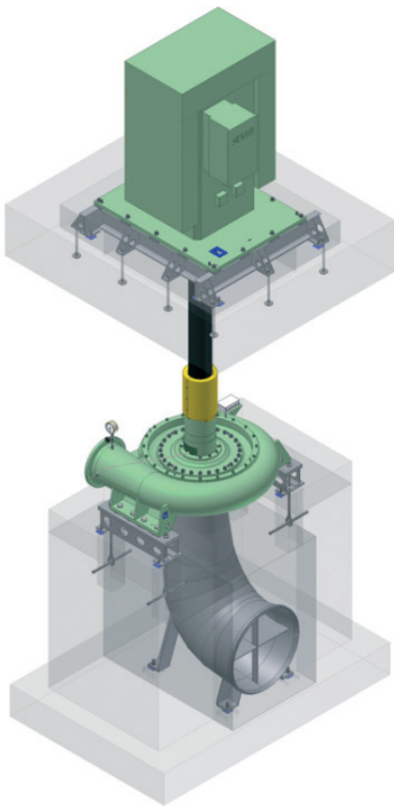
Технические характеристики циркуляционных насосов 11PEC10AP001, 11PEC10AP002 (12PEC20AP001, 12PEC20AP002) представлены в таблице 2.3.6.3.

Таблица 2.3.6.3
Технические характеристики циркуляционных насосов

Марка насоса		A 600-HVBW-755-97-OU	
№	Параметры	Единицы изм.	Значение
1	Номинальный расход	м³/час	4200
2	Номинальный напор	м	65
3	Максимальный напор	м	94

Подача охлаждающей воды из бассейнов в РО осуществляется двумя циркуляционными насосами, установленными в зданиях 11(12)URF. В состав каждого канала (№ 1 и № 2) входят рабочий и резервный насосы.

Техническое описание насосов A 600-HVBW-755-97-OU фирмы «Sigma» (Чехия).



Вода к рабочему колесу подается по всасывающему секторному колену и отводится через спиральный корпус по напорному патрубку насоса, расположенному горизонтально под углом 90^0 к оси насоса. Подвод воды к циркуляционным насосам осуществляется из водоприемной камеры по коленчато-изогнутым всасывающим трубам (коленам). Отвод воды от насосов производится по горизонтальным напорным водоводам диаметром 800 мм с установленными сильфонными компенсаторами (рисунки 2.3.6.4а-б).

Рисунок 2.3.6.4а
Схема насоса A 600-HVBW-755-97-OU

Рисунок 2.3.6.4б
Общий вид насоса
А 600-HVBW-755-97-OU

На напорных трубопроводах (от насосов) устанавливаются дополнительно обратные клапаны и напорные задвижки с выдвижным шпинделем:

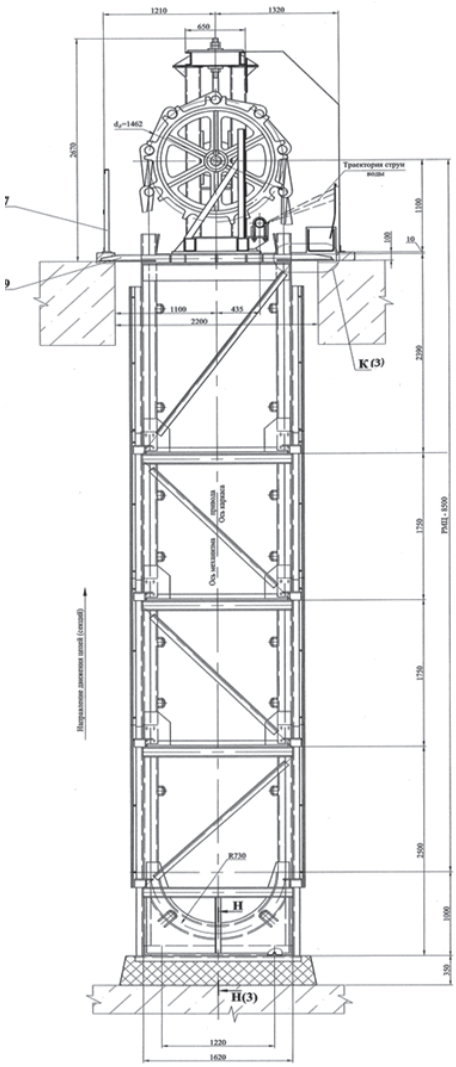
– диаметром 800 мм – для подачи воды от насоса в систему;

– диаметром 250 мм (задвижки холостого сброса) – для разгрузки насосов при их включении на систему.

Электродвигатели циркуляционных насосов подключены к электрическим сборкам от шин собственных нужд блока, которые подключены к электрическим сборкам секции надежного питания от дизель-генераторов. При потере электропитания собственных нужд, т. е. при обесточивании электрической секции, первые насосы включаются на обесточенную секцию по программе ступенчатого пуска после подключения к электрической секции дизель-генератора.

Техническое описание водоочистных машин

В аванкамерах циркуляционных насосов каждого канала до всасывающих колен насосов РЕС установлены водоочистные машины 11PEA10AT001 (12PEA20AT001) для очистки воды, поступающей на всас насосов РЕС из раздельных секций брызгальных бассейнов, от поступающего мусора. Водоочистная машина представляет собой (рисунок 2.3.6.5) замкнутый контур, состоящий из отдельных металлических каркасов (секций), уплотняемых между собой



резиновыми полосами и закрепленных на двух замкнутых кольцевых ролико-втулочных цепях. Полотна сит выполнены из нержавеющей проволоки толщиной 1,2 мм с ячейками полотна 5 × 5 мм. Звенья цепи приводят в поступательное движение зубчатые колеса, размещенные на одном приводном валу.

Рисунок 2.3.6.5
Водоочистная машина

Промывка полотен водоочистной машины выполняется охлажденной в бассейне водой РЕВ, которая подается в промывочный перфорированный коллектор, установленный внутри каркаса машины. Промыв машины выполняется каждые 8 часов, а также при появлении на очистном контуре машины перепада уровня более 100 мм. При увеличении перепада уровня воды до 300 мм выдается предупредительный световой сигнал на щит управления в здании 11(12)URF с выводом сигнала его на БПУ и РПУ в составе общего сигнала «Неисправность в URF».

Ремонтные (односекционные) затворы устанавливаются в направляющие шандорных окон (со стороны всасывающей части насоса). Они предназначены для проведения ремонта циркуляционного насоса без опорожнения аванкамеры. Размеры ремонтного затвора 1500 × 2100 мм.

Дренажные насосы

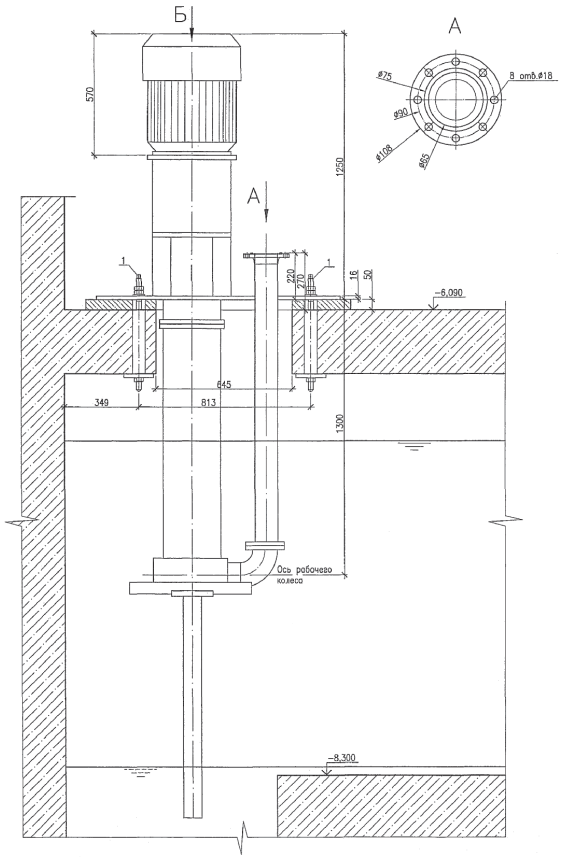
Дренажные насосы 10РЕС61 (рисунок 2.3.6.6) применяются в системах внутреннего дренажа брызгальных бассейнов. Насосы 10РЕС71 предназначены для использования в системах дренажа протечек из камер переключений 13(14)URR. Все насосы для перекачивания дренажных вод устанавливаются в 13(14)URR. В каждом здании предусмотрена установка двух насосов, по одному на каждую систему. Насосы по исполнению являются центробежными, моноблочными, горизонтальными, с сальниковыми уплотнениями валов, одноступенчатые с осевым подводом жидкости и спиральными отводами.

Рисунок 2.3.6.6
Общий вид дренажного насоса

Дренажные насосы 10РЕС51 (рисунок 2.3.6.7) предназначены для:

– автоматической откачки протечек воды из двух сборных дренажных приямков № 1 и № 2 URF. Приямки соединены между собой общим трубопроводом Ду 300, проложенным в бетонном основании насосной станции;

– откачки воды (во время ППР в режиме ручного управления) насосами из всасывающей аванкамеры для ремонта трубопроводов РЕВ в брызгальном бассейне и подводной части водоочистной машины. Откачка воды из аван-



камер циркуляционных насосов производится двумя работающими насосами в резервную емкость 00URX по объединенному подземному коллектору. Объем резервной емкости позволяет выполнить откачку только одной из двух секций брызгального бассейна.

Рисунок 2.3.6.7
Дренажный насос 10PEC51

Фильтры дополнительной очистки воды 11PEB01AT001, 12PEB01AT001, тип фильтра ALF60-R, предназначены для дополнительной очистки охлажденной воды PEB после водоочистных сеток от мелкого мусора диаметром до 2,5 мм. Необходимость дополнительной очистки воды на фильтрах обусловлена малым зазором между охлаждающими поверхностями пластинчатых теплообменников, установленных в реакторном отделении. Фильтры установлены в каналах 11(12)URZ, в напорной магистрали системы PEB, на входе охлаждающей воды в здание 10UJA.

Фильтры оборудованы системой автоматической промывки для удаления механических примесей (фильтрата) без прерывания основного потока.

Вокруг брызгальных бассейнов 11URR и 12URR расположено по периметру восемь заглубленных колодцев. В шесть сборных колодцев выведена дренажная сеть протечек воды чаши брызгального бассейна. В двух остальных колодцах

располагается электроприводная запорная арматура подачи ЧОВ для заполнения соответствующих секций бассейнов от системы GCF (с установок ХВО).

Трубопроводы системы PEB

В пределах 11(12)URF смонтированы следующие трубопроводы PEB (рисунок 2.3.6.8):

– самотечный подводящий трубопровод подачи воды от брызгальных бассейнов через камеру переключений в водоприемную камеру насосной станции диаметром 1220х11 мм;

– напорный подводящий трубопровод подачи воды к потребителям системы диаметром 1020х10 мм;

– отводящий трубопровод нагретой воды от потребителей системы PE в брызгальные бассейны через камеру переключений диаметром 1020х10 мм и другие вспомогательные трубопроводы.

За пределами 11(12)URF смонтированы следующие трубопроводы PEB:

– напорная магистраль (от насосной до развилки UBN) диаметром Ду 1000 и длиной 203 м, проложенная в туннеле 11(12)URZ. Развилка (тройник) имеет два ответвления:

а) ответвление Ду 500 длиной 60 м для подвода воды к потребителям здания UBN. В здании UBN основными потребителями являются холодильные установки и теплообменники XJG на ДГУ.

в) ответвление Ду 800 длиной 44 м для подвода воды к зданию 10UJA, продолжение напорной магистрали (между зданием 10UJA и пристройкой 10UKC), участок трубопровода длиной 39 м и диаметром Ду 600;

– сливной трубопровод PEB (от развилки на UBN до распределительной камеры брызгального бассейна URR) имеет длину 246 м и диаметр Ду1000. В камере переключения URR сливной водовод делится на 4 ветви диаметром Ду 600, из которых две подводят воду к распылительным соплам, а две – к трубам холостого (зимнего) сброса через подключающую арматуру. От каждой трубы Ду 600 (подача воды к соплам в секцию брызгального бассейна) через тройник отходят две трубы длиной 63 м, диаметр которых уменьшается с Ду 500 до Ду 300 по мере раздачи воды на соплах. Расстояние между соплами на трубопроводе составляет 8,7 м. Разбрызгивающие центробежные сопла Цо-85 в одной секции брызгального бассейна расположены в два продольных ряда по 8 шт., т. е. 16 штук на одну секцию. Количество установленных сопел в обеих секциях бассейна составляет 32 шт.

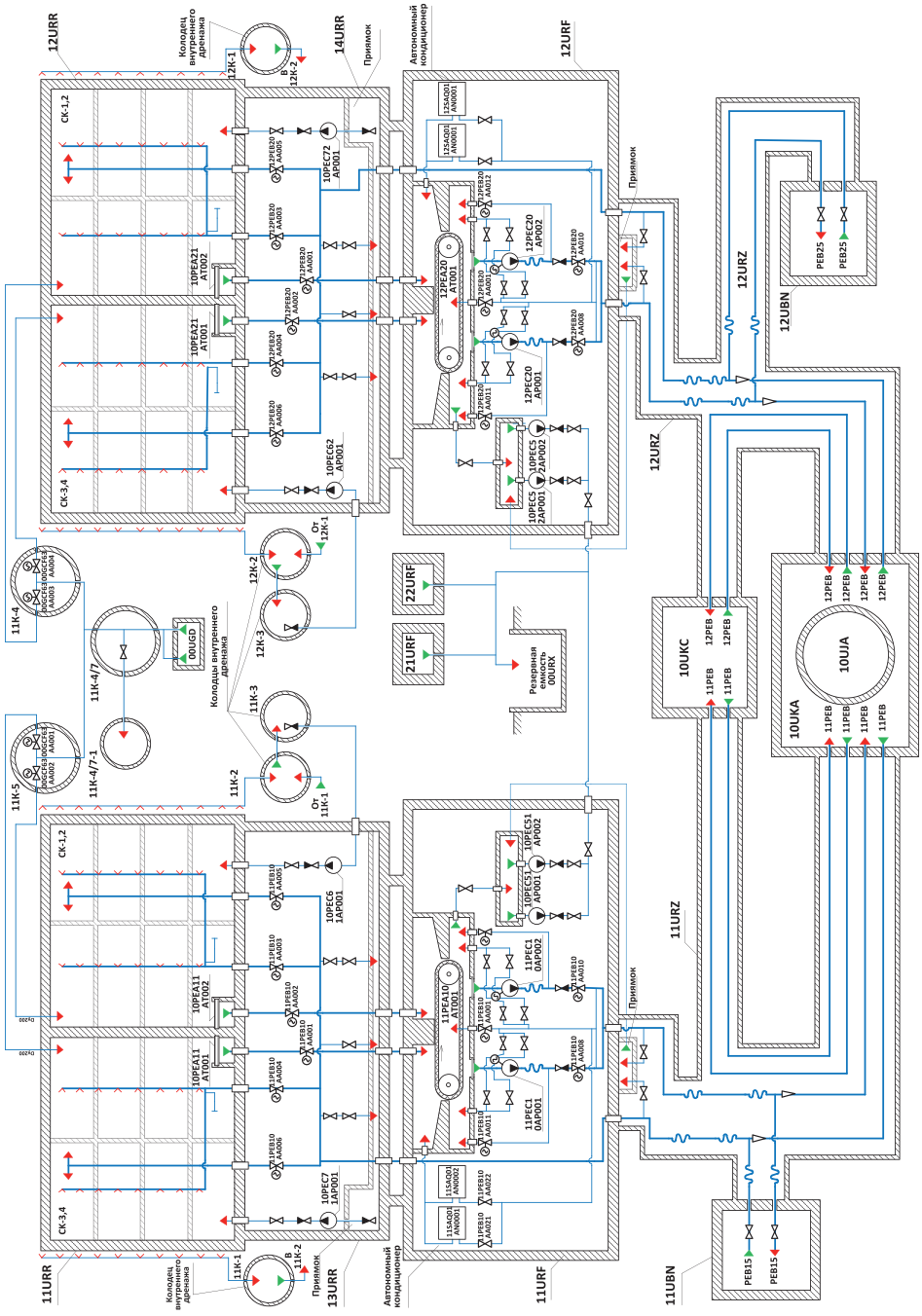


Рисунок 2.3.6.8 Трубопроводы системы РЕВ

Работа системы в режиме нормальной эксплуатации

В режиме нормальной эксплуатации оба канала системы РЕ обеспечивают отвод тепла через следующие теплообменники:

– пластинчатые теплообменники 11KAA10AC001, 12KAA20AC001, которые установлены в промежуточном контуре охлаждения ответственных потребителей;

– пластинчатые теплообменники 10PGB50AC001, 10PGB50AC002, 10PGB60AC001, 10PGB60AC002, которые установлены в промежуточных контурах охлаждения потребителей нормальной эксплуатации.

– пластинчатые теплообменники 11XJG10AC001, 11XJG10AC002; 12XJG20AC001, 12XJG20AC002, которые установлены в промежуточных контурах охлаждения дизель-генераторных установок.

В режиме нормальной эксплуатации в каждом канале системы РЕ предусматривается возможность автоматического включения резервного циркуляционного насоса охлаждающей воды ответственных потребителей.

В режимах планового и ремонтного расхолаживания блока допускается вывод в ремонт одного канала охлаждения для проведения ремонта или технического освидетельствования оборудования.

При работе реактора на мощности допускается вывод в ремонт одного циркуляционного насоса (в одном из каналов) на срок, не более 10 суток. При этом оставшиеся работоспособные активные элементы системы должны пройти внеочередную проверку.

Охлаждающая способность брызгальных бассейнов обеспечивает поддержание температуры воды на входе к потребителям в РО и РДЭС в пределах от +10 °С до +25 °С. Для исключения образования наледей по закраинам чаш и на железобетонных конструкциях брызгальных бассейнов, распределение воды должно быть полностью переведено в режим «Зимний сброс» при снижении температуры воды на выходе из РО ниже +10 °С.

Обратный перевод распределения воды на режим «Летний сброс» должен быть полностью осуществлен при достижении температуры воды на выходе из РО свыше +25°С. В промежуточных значениях температуры на входе охлаждающей воды в РО в пределах от +10 до +25 °С, распределение воды регулируется высотой фонтанов (факелов) из разбрызгивающих сопел.

Режим проектной аварии

В режимах проектных аварий циркуляционные насосы в обоих каналах системы РЕ остаются в работе. Прекращается подача охлаждающей воды к теплообменникам, отводящим тепло от потребителей нормальной эксплуатации в здании 10UKC (10PGB50AC001, 10PGB60AC001) посредством автоматического закрытия отсечной арматуры, установленной на напорных и слив-

ных коллекторах подачи воды в здание 10UKC, весь расход направляется для охлаждения теплообменников промежуточного контура ответственных потребителей 11KAA10AC001, 12KAA20AC001.

При работе САЭ от рабочего трансформатора СН между взаимно резервируемыми механизмами предусматривается АВР.

В режиме электроснабжения от дизель-генератора включается только первый механизм, АВР запрещается.

2.3.7 ОХЛАЖДАЮЩИЕ СИСТЕМЫ ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ

Холодильные машины 11,12QKB

Холодильные машины системы 11,12QKB предназначены для охлаждения воды, циркулирующей в трубопроводах системы холодоснабжения ответственных потребителей, до требуемых параметров перед подачей в теплообменники вентиляционных систем для охлаждения воздуха в помещениях, где установлено технологическое или электротехническое оборудование каналов систем безопасности (рисунок 2.3.7.1).

Система 11,12QKB обеспечивает подачу холодной воды к системе холодоснабжения ответственных потребителей 11,12QKJ реакторного здания 10UJA и к системе холодоснабжения ответственных потребителей 11,12QKD зданий аварийного электроснабжения 11UBN и 12UBN.

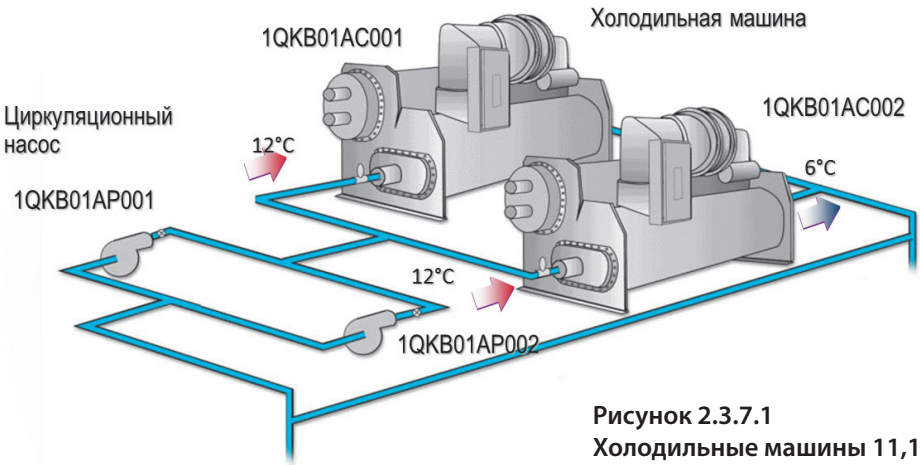


Рисунок 2.3.7.1
Холодильные машины 11,12 QKB

Элементы системы 11,12QKB размещаются в зданиях 10UJA, 11,12UBN и 11,12URZ.

В зданиях 11UBN и 12UBN расположены:

– насосы холодоснабжения 11,12QKB01AP001,002;

– холодильные машины 11,12QKB01AC001,002;

– баки-компенсаторы 11,12QKB07BB001;

– трубопроводы и арматура;

– в туннелях для трубопроводов ответственных потребителей 11URZ и 12URZ расположены трубопроводы и арматура между зданиями 11UBN – 12UBN и зданием 10UJA.

Потребителями системы 11,12QKB являются теплообменники систем вентиляции зданий аварийного электроснабжения 11UBN и 12UBN (11,12SAC01, 11,12SAD01, 11,12SAE41, 11,12SAE45, 11,12SAC44).

В здании 10UJA расположены теплообменники систем вентиляции реакторного здания (11,12KLB02, 11,12KLC01, 11,12KLC03, 11,12SAE42, 11,12SAC50, 11,12SAC40, 11,12SAC43, 11,12SAC45, 11,12SAC46, 11,12SAE44, 11,12SAE56, 11,12SAA41).

Система 11,12QKB состоит из двух физически разделенных каналов, выполненных независимыми по технологическим и электрическим связям. Каждый канал включает следующие элементы:

– две холодильные машины 11(12)QKB01 (рабочая и резервная в номинальном режиме);

– два насоса 11(12)QKB01 ЦНМ 100-65-200 (рабочий и резервный);

– арматуру и трубопроводы.

В качестве источника холода приняты водоохлаждаемые холодильные машины CVHE 0270 (рисунок 2.3.7.2) (холодопроизводительность Q = 749,96 кВт), оснащенные электрооборудованием, приборами защитной автоматики, пультом управления, состоящие из следующих основных элементов:

– компрессора со встроенным приводным электродвигателем с системой смазки;

– испарителя;

– конденсатора;

– фреоновых трубопроводов с арматурой и фитингами;

– системой контроля и управления холодильной машиной.

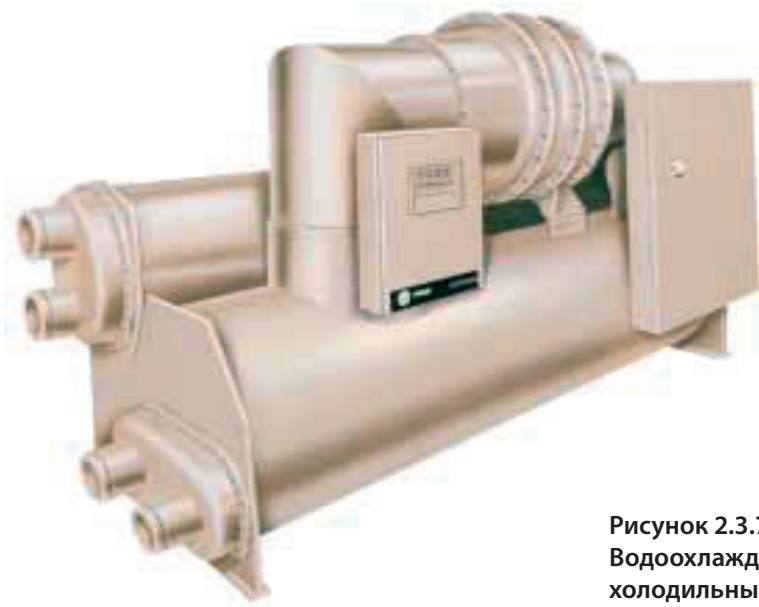


Рисунок 2.3.7.2
Водоохлаждаемые
холодильные машины CVHE 0270

В качестве хладагента в холодильных машинах применяется R123. Холодоносителем является обессоленная вода с температурой плюс +6 °С...+12 °С, подаваемая потребителям канала безопасности.

Для компенсации температурных изменений объема холодоносителя, а также для поддержания давления на всасе насосов, к обратному трубопроводу подсоединяется бак-компенсатор 11,12QKB07, который поддерживает необходимое давление за счет азотной подушки в баке.

Работоспособность системы холодоснабжения ответственных потребителей 11,12QKB и выполнение ею своих функций зависит от следующих систем:

– 11,12PEB. Для отвода тепла от конденсаторов холодильных машин к комплексу подводится охлаждающая вода системы 11,12PEB от брызгальных бассейнов. В номинальном режиме необходимо не менее 128,5 м^3/ч (в соответствии с техническими характеристиками холодильной машины). При работе комплекса от дизель-генератора (две холодильные машины не на полной мощности) необходимо подать не менее 205,6 м^3/ч;

– 10GCF. Заполнение технологических элементов системы 11,12QKB осуществляется обессоленной водой от системы 10GCF;

– 10LDN30,40. Система поддержания водно-химического режима промконтуров с коррекционной обработкой холодоносителя тринатрийфосфатом.

Технические характеристики холодильных машин системы 11,12QKB указаны в таблице 2.3.7.1.

Таблица 2.3.7.1
Технические характеристики холодильных машин системы 11,12QKB

Обозначение	Характеристики
11(12)QKB01AC001(002)	Холодопроизводительность, 750 кВт
11(12)QKB01AP001(002)	Подача – 107,6 м^3/ч, напор – 0,44 МПа
11(12)QKB07BB001	Вместимость – 2,7 м^3, объем холодоносителя – 0,8 м^3, объем азота – 1,9 м^3, давление рабочее – 0,4 МПа

Холодильные машины 11,12QKB01 являются обеспечивающей системой безопасности и относятся к 2 классу безопасности.

Баки-компенсаторы 11,12QKB07 относятся ко 2 классу безопасности (классификационное обозначение 2НО) к группе «В».

Трубопроводы холодоснабжения вентиляционных систем ответственных потребителей 11,12QKB, 11,12QKD, 11,12QKJ относятся ко 2 классу безопасности (классификационное обозначение 2НО) к группе «В», изготовлены из углеродистой стали.

На БПУ (РПУ) предусмотрены контроль технологических параметров, предупредительной и аварийной сигнализации и возможность управления комплексом.

Режим работы системы, оборудования

Система холодоснабжения ответственных потребителей 11,12QKB функционирует во всех режимах нормальной эксплуатации, включая пуск и останов блока, и в режиме обесточивания.

При работе комплекса отепленная вода с температурой плюс 12 °С от потребителей зданий 10UJA, 11,12UBN НВАЭС-2 поступает в коллектор отепленной воды, где происходит выравнивание температуры и скорости воды поступающей от потребителей. Из коллектора вода насосами 11,12QKB01 подается на испарители холодильных машин 11,12QKB01 соответственно, где охлаждается с температуры плюс 12 °С до температуры плюс 6 °С.

После охлаждения в испарителях холодильных машин вода (температура плюс 6 °С) поступает в общий коллектор холодной воды, откуда происходит подача на потребителей. Постоянство температуры холодной воды на выходе из холодильных установок, независимо от температуры и расхода отепленной воды на входе, обеспечивается системой регулирования холодопроизводительности ХМ.

Система поддержания давления состоит из двух баков-компенсаторов, наполненных азотом 11QKB07BB001,BB002, и клапанов подпитки, которые обеспечивают автоматическое поддержание давления на всасе насосов в диапазоне от 0,3 МПа до 0,4 МПа (с автоматической подпиткой или сбросом излишка воды).

Контур охлаждающей воды 11,12PEB предназначен для обеспечения отвода тепла от конденсаторов холодильных машин комплекса холодоснабжения ответственных потребителей.

Для заполнения и подпитки промконтура охлаждения для вентиляционных систем неответственных потребителей 11,12QKB используется хим. обессоленная вода с добавлением тринатрийфосфата Na_3PO_4 x $12H_2O$ в качестве корректирующего реагента (для снижения коррозионного износа).

Системы вентиляции здания реактора (KLA, KLB)

Вентиляции помещений внутреннего контайнмента приняты, исходя из концепции разделения помещений на две зоны:

– необслуживаемая зона, куда доступ персонала возможен только в режиме ППР, представляет собой выгороженный объем внутреннего контайнмента, включающий в себя боксы парогенераторов (ПГ) и главных циркуляционных насосов (ГЦН), шахту реактора, вентильные камеры и другие помещения, где размещено оборудование и трубопроводы первого контура;

– зона ограниченного доступа, куда предусматривается доступ и возможность кратковременного пребывания персонала в режиме работы блока на мощности, представляет собой центральный зал, помещения электродвигателей ГЦН и другие помещения.

Видеокадр системы вентиляции здания реактора показан на рисунке 2.3.7.3.

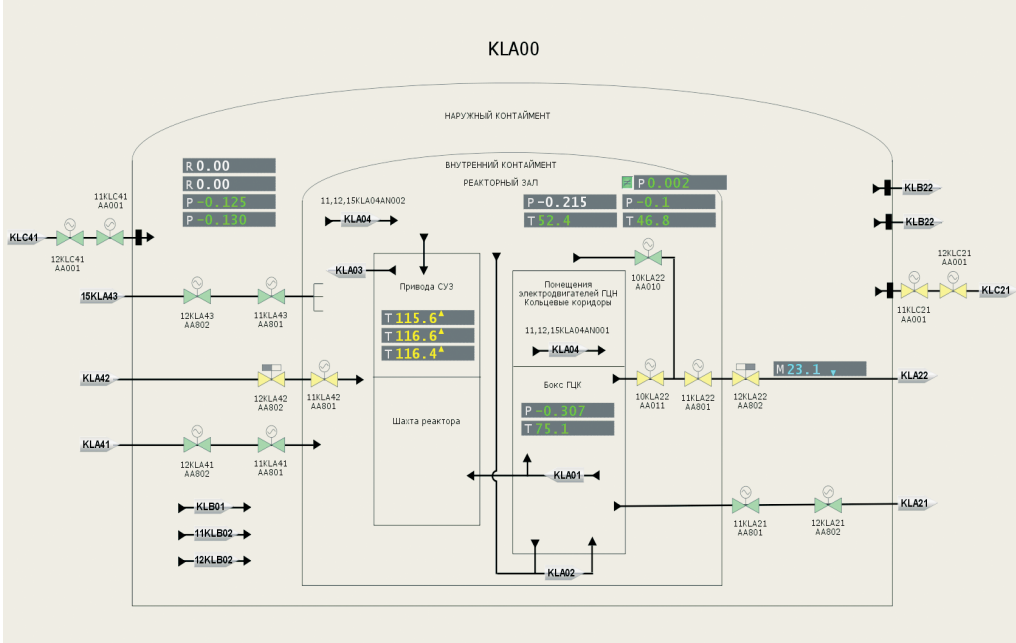


Рисунок 2.3.7.3
Видеокадр системы вентиляции здания реактора

Время пребывания персонала в зоне ограниченного доступа определяется службой дозиметрии в зависимости от радиационной обстановки во внутреннем контайнменте.

Системы вентиляции этих помещений предназначаются для выполнения следующих функций:

– удаление избыточного тепла, влаги и поддержание оптимальных условий окружающей среды для нормальной работы оборудования;

– создание нормальных климатических условий для персонала при проведении ППР и перегрузочных работ в период останова блока;

– очистка воздуха от аэрозолей и йода;

– создание разрежения не менее 200 Па в необслуживаемой зоне и 150 Па в зоне ограниченного доступа, препятствующего распространению активного воздуха за пределы герметичного контура через возможные неплотности при нормальном режиме работы станции;

– разбавление РБГ в воздухе помещений.

Для снятия тепло- и влаговыделений от технологического оборудования и трубопроводов и поддержания в помещениях заданной температуры воздуха предусматриваются рециркуляционные установки охлаждения воздуха (системы: 11KLA01, 12KLA01, 15KLA01, 11KLA03, 12KLA03, 15KLA03, 11KLA04, 12KLA04, 15KLA04), относящиеся как к СБ (имеющие обозначение 11,12 в коде KKS), так и к СНЭ (имеющие обозначение 10,15 в коде KKS).

Более подробно будут рассмотрены именно вентсистемы, относящиеся ОСБ. Описание СНЭ дано для общего понимания режима вентиляции в ГО и обстройке.

Для очистки воздуха от радиоактивных загрязнений предусмотрена рециркуляционная фильтровальная система (10KLA02). Она обеспечивает допустимые концентрации радиоактивных веществ в воздухе при эксплуатационных значениях предела суммарной активности теплоносителя первого контура, заданного для нормальной эксплуатации блока. Воздух забирается из-под зенита купола, а также из помещений боксов ГЦК, очищается на фильтровальных установках и подается в помещения боксов ГЦК. Работа системы обеспечивает очистку воздуха внутреннего контайнмента от радиоактивных аэрозолей и йода в нормальном режиме эксплуатации.

Для проветривания внутреннего контайнмента с целью создания условий для проведения ремонтных работ, а также после аварий, предусмотрены ремонтно-аварийные приточно-вытяжные системы (10KLA41, 10KLA21). Система 10KLA21 соединена с напорным воздуховодом системы KLA01. Воздух забирается из внутреннего контайнмента и после очистки на фильтровальных установках подается в венттрубу (10UKH), расположенную на обстройке реакторного здания (10UJA). Система 10KLA41 подает во внутренний контайнмент наружный воздух. При работе систем 10KLA21, 10KLA41 обеспечиваются санитарно-гигиенические условия для проведения ремонтных работ. Система 10KLA21 в режиме рециркуляции также обеспечивает очистку воздуха после аварии.

Для проветривания внутреннего контайнмента и создания разрежения в режиме нормальной эксплуатации предусмотрены приточно-вытяжные системы (10KLA42, 10KLA22). Системой 10KLA22 в режиме НЭ воздух забирается из помещения петли первого контура, в режиме ППР воздух забирается из под зенита купола. После очистки на фильтровальных установках воздух сбрасывается в венттрубу (10UKH), расположенную на обстройке реакторного здания (10UKA). Система 10KLA42 подает во внутренний контайнмент наружный воздух. Работа систем 10KLA22, 10KLA42 в период нормальной эксплуатации обеспечивает поддержание разрежения не менее 200 Па в

помещениях боксов ГЦК и в помещениях ограниченного доступа внутреннего контайнмента 150 Па в период работы блока АЭС на мощности (кроме режима обесточивания), очистку воздуха внутреннего контайнмента от радиоактивных аэрозолей и йода, предотвращает загрязнение атмосферы радиоактивными веществами. Разряжение в боксах ГЦК 50 Па по отношению к помещениям ограниченного доступа поддерживается за счет установки клапанов избыточного давления на стене боксов

Системы вентиляции предназначены для обеспечения нормального функционирования оборудования гермооболочки, находящегося в работе или резерве.

Для отвода избыточного тепла, выделяемого технологическим оборудованием:

– 11KLA01, 12KLA01, 15KLA01 – система охлаждения помещений необслуживаемой зоны внутреннего контайнмента (боксы ГЦК, шахта аппарата, вентильные камеры и др.). Воздух из помещений боксов ГЦК поступает в общий коллектор, откуда после охлаждения на рециркуляционных установках подается в помещения вентильных камер, а также на обдув опорной фермы сухой защиты и защитной плиты, упорной фермы и зоны патрубков реактора. Работа систем 11KLA01, 12KLA01, 15KLA01 обеспечивает поддержание температуры воздуха в режиме нормальной эксплуатации блока до плюс 60 °С, в режиме нарушения теплоотвода – до плюс 75 °С;

– 11KLA03, 12KLA03, 15KLA03 – система охлаждения приводов СУЗ. Воздух из помещения реакторного зала, проходя через привода СУЗ, поступает в общий коллектор, откуда после охлаждения на рециркуляционных установках выбрасывается в помещения самих установок. Работа систем 11KLA03, 12KLA03, 15KLA03 обеспечивает поддержание температуры воздуха на выходе из системы в режиме нормальной эксплуатации блока до плюс 30 °С, в режиме обесточивания – до плюс 45 °С;

– 11KLA04, 12KLA04, 15KLA04 – система охлаждения помещений зоны ограниченного доступа персонала для обслуживания внутреннего контайнмента, включая вентцентры, помещения обслуживания электродвигателей ГЦН, реакторный зал. Система KLA04 состоит из двух групп, обслуживающих зону обходных площадок и помещение реакторного зала. В первой группе воздух из помещений установок после охлаждения на рециркуляционных установках подается в общий кольцевой воздуховод, обслуживающий помещения зоны обходных площадок. Во второй группе воздух через рециркуляционные установки забирается и подается в помещение реакторного зала. Работа систем 11KLA04, 12KLA04, 15KLA04 обеспечивает поддержание температуры воздуха

в зоне ограниченного доступа в режиме нормальной эксплуатации блока летом до плюс 33 °С, зимой до плюс 40 °С, в период обесточивания плюс 60 °С;

– 11KLB02, 12KLB02 – система охлаждения воздуха помещений сектора проходок СБ. Воздух через рециркуляционные установки забирается и подается в помещения сектора проходок. Работа систем 11KLB02, 12KLB02 обеспечивает поддержание температуры воздуха в кабельных помещениях до плюс 40 °С и не выше плюс 45 °С в аварийном режиме.

На рисунке 2.3.7.4 показан видеокадр системы KLA03 охлаждения приводов ОР СУЗ.

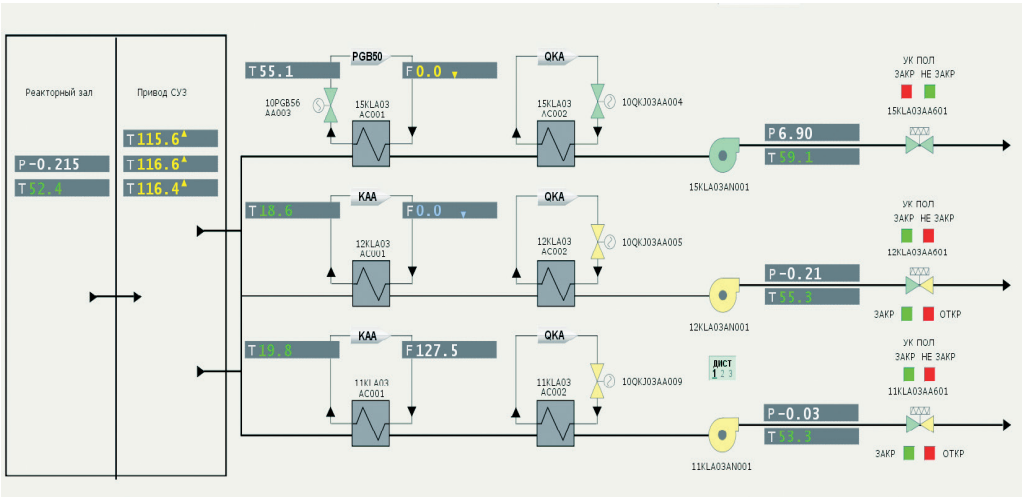


Рисунок 2.3.7.4
Видеокадр системы KLA03 охлаждения приводов ОР СУЗ

Системы вентиляции расположены в зданиях 10UJA, 10UJB, 10UKA, 10UBB.

Во внутреннем контайнменте 10UJA располагаются следующие системы:

– 11,12,15KLA01; 11,12,15KLA03; 11,12,15KLA04.

В наружнем контайнменте 10UJB располагаются следующие системы:

– 11,12KLB02.

Локализирующие гермоклапаны располагаются в помещениях 10UJA, 10UJB, 10UBB, 10UKA.

В местах пересечения воздуховодов с противопожарными перегородками установлены огнезадерживающие клапаны.

Технические характеристики оборудования системы вентиляции 10UJA указаны в таблице 2.3.7.2.

Таблица 2.3.7.2
Технические характеристики оборудования системы вентиляции

Наименование	Количество, шт.	Основные технические характеристики оборудования
Рециркуляционная установка охлаждения KLA01 в составе		
Вентагрегат из коррозионностойкой стали	4	L = 90000 м³/ч H = 3000 Па; N = 150 кВт
Воздухоохладитель	4	$Q_{хол}$ = 860 кВт $G_{воды}$ = 185 м³/ч
Воздухоохладитель	4	$Q_{хол}$ = 130 кВт $G_{воды}$ = 18,6 м³/ч
Сепаратор	4	-
Рециркуляционная установка охлаждения KLA03 в составе		
Вентагрегат из коррозионностойкой стали	3	L = 20000 м³/ч H= 5500 Па; N = 75 кВт
Воздухоохладитель	3	$Q_{хол}$ = 480 кВт $G_{воды}$ = 103 м³/ч
Воздухоохладитель	3	$Q_{хол}$ = 480 кВт $G_{воды}$ = 68,6 м³/ч
Сепаратор	3	-
Рециркуляционная установка охлаждения KLA04 (I группа) в составе		
Вентагрегат из коррозионностойкой стали	3	L = 60000 м³/ч H= 3000 Па; N = 110 кВт
Воздухоохладитель	3	$Q_{хол}$ = 200 кВт $G_{воды}$ = 42,9 м³/ч
Воздухоохладитель	3	$Q_{хол}$ = 282 кВт $G_{воды}$ = 40,3 м³/ч
Сепаратор	3	-

Продолжение таблицы 2.3.7.2

Наименование	Коли-чество, шт.	Основные технические характеристики оборудования
Рециркуляционная установка охлаждения KLA04 (II группа) в составе		
Вентилятор из коррозионностойкой стали	3	L = 20000 м^3/ч H = 800 Па; N = 11 кВт
Воздухоохладитель	3	$Q_{хол}$ = 25 кВт $G_{воды}$ = 5,4 м^3/ч
Воздухоохладитель	3	$Q_{хол}$ = 90 кВт $G_{воды}$ = 12,9 м^3/ч
Сепаратор	3	-
Рециркуляционные установки 11,12KLB02 в составе		
Вентагрегат	4	L = 2000 м^3/ч H = 800 Па; N = 1,5 кВт
Воздухоохладитель	4	$Q_{хол}$ = 70 кВт $G_{воды}$ = 3,36 л/с
Воздухоохладитель	4	$Q_{хол}$ = 6,9 кВт $G_{воды}$ = 2,74 л/с
Сепаратор	4	-

В соответствии с проектом элементы систем KLA01, KLA03, KLA04 имеют классификационное обозначение «3Н», воздухоохладители и водяная арматура систем KLA01, KLA03, KLA04 относятся к группе «С».

Элементы систем 11,12KLB02 имеют классификационное обозначение «2НО».

Системы 11,12KLA01; 11,12KLA03; 11,12KLA04; 11,12KLB02, 11,12KLB22 имеют аварийное электроснабжение II группы от ДГ СБ.

Системы 15KLA01; 15KLA03; 15KLA04 имеют электроснабжение нормальной эксплуатации надежного питания от общеблочного ДГ. Локализующая арматура систем 10KLA21, 10KLA22, 10KLA41, 10KLA42, 15KLA43 имеет аварийное электроснабжение II группы.

Для систем вентиляции UJA, UJB предусмотрен контроль параметров работы на АРМ СВБУ система СКУВ.

Системы вентиляции UJA, UJB состоят из рециркуляционных, вытяжных и приточных систем.

На рисунке 2.3.7.5. показана схема и общий вид вентилятора радиального.

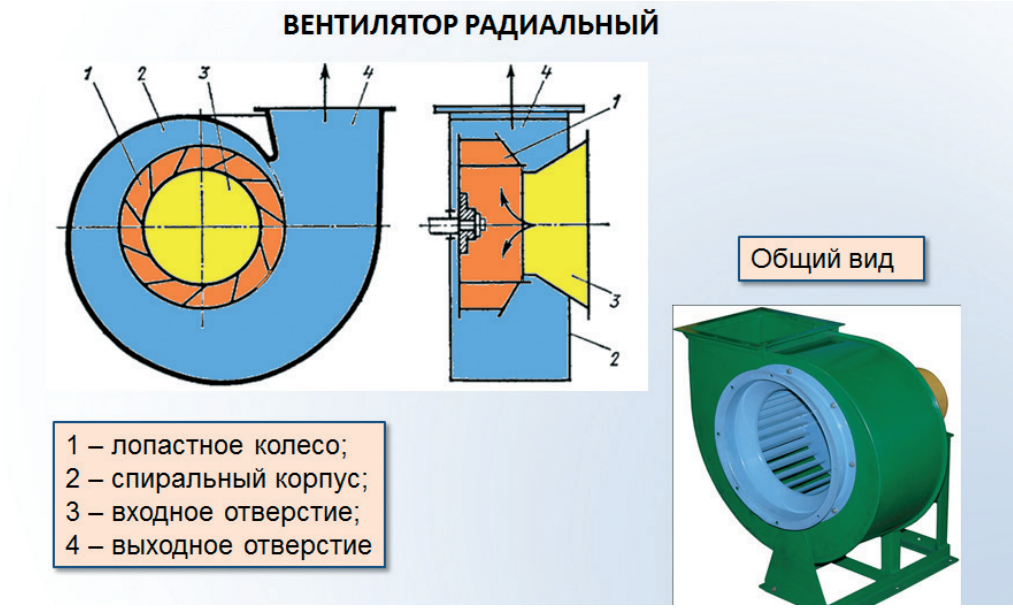


Рисунок 2.3.7.5
Схема и общий вид вентилятора радиального

Конструктивно рециркуляционные установки KLA01, KLA03, KLA04, KLB02 состоят из:

– вентиляторного агрегата;

– обратно-запорного клапана или обратного клапана;

– двух последовательно установленных групп воздухоохладителей, в первую по ходу воздуха группу подается вода из промконтура потребителей реакторного отделения KAA или системы промконтура потребителей нормальной эксплуатации PGB с температурой подающей воды до 33 °С, во вторую группу подается вода из системы холодоснабжения неответственных потребителей 10QKJ с температурой подающей воды до плюс 6 °С, обратной воды до плюс 12 °С.

В рециркуляционные установки KLB02 в первую по ходу воздуха группу в холодный период года подается охлаждающая вода ответственных потребителей 11PEB, 12PEB с температурой подающей воды плюс 17 °С, обратной воды плюс 21 °С, во вторую группу в теплый период года подается вода из

системы холодоснабжения ответственных потребителей соответствующего канала СБ – 11QKJ, 12QKJ с температурой подающей воды плюс 6 °С, обратной воды плюс 12 °С.

На рисунке 2.3.7.6 показана фильтровальная установка комбинированная (УФКПЭ).

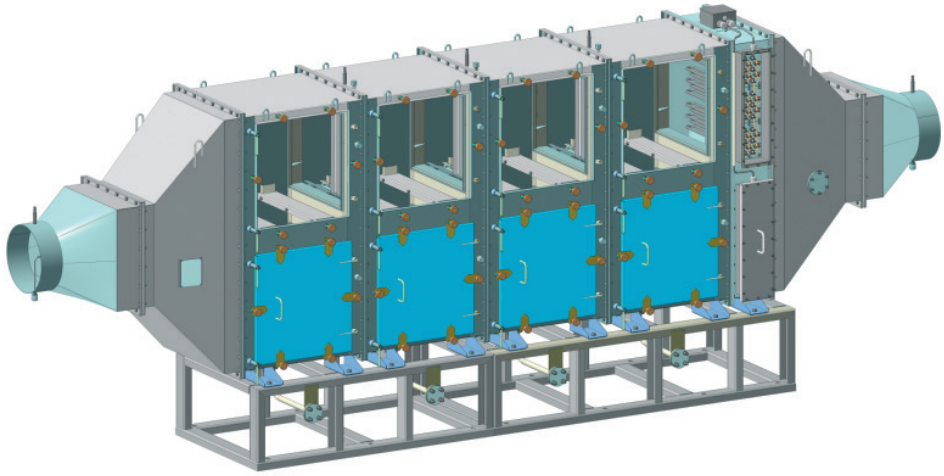


Рисунок 2.3.7.6
Фильтровальная установка комбинированная (УФКПЭ)

Фильтровальная установка УФКПЭ состоит из секций:

– каплетуманоуловителя;

– воздухонагревателя;

– секция аэрозольной очистки (аэрозольного фильтра высокой эффективности);

– две секции йодной очистки ФАИ с гранулированным угольным сорбентом, выполняющие функции фильтра-поглотителя (фильтра-адсорбера);

– секция аэрозольной очистки на выходе установки, предназначенная для улавливания вторичных аэрозолей, появление которых не исключено при истирании угольного сорбента.

Для систем KLA01, KLA02, KLA03, KLA04 применяются воздуховоды из коррозионностойкой стали. Для систем KLB01, KLB02 воздуховоды выполняются из углеродистой стали с антикоррозионным покрытием.

Параметры нормальной эксплуатации

– KLA01 – в работе находятся две установки, а две установки находятся в резерве. Температура приточного воздуха плюс 20 °С – летом, плюс 30 °С зимой, в режиме нарушения теплоотвода – до плюс 46 °С.

– KLA02 – в работе находится одна установка, другая в резерве. Загрязненный радиоактивными веществами воздух забирается из-под купола внутреннего контайнмента в количестве 1000 м^3/ч, смешивается с 2000 м^3/ч забираемого из бокса парогенератора. После очистки на аэрозольных и йодных фильтрах воздух в количестве 3000 м^3/ч сбрасывается в бокс парогенератора.

– KLA03 – в работе находятся две установки, одна в резерве. Температура приточного воздуха – плюс 30 °С, в режиме обесточивания – плюс 45 °С.

– KLA04 – состоит из двух групп оборудования, в каждой группе в работе находятся две установки, одна в резерве. Температура воздуха в зоне ограниченного доступа поддерживается летом плюс 33 °С, зимой плюс 40 °С, в период обесточивания – плюс 60 °С, при повышении температуры воздуха в зоне ограниченного доступа оператор может дополнительно включить резервную установку, при понижении отключить.

– KLB01 – состоит из двух групп оборудования, в каждой группе в работе находится одна установка, одна в резерве. Температура воздуха в кабельных помещениях поддерживается до плюс 40 °С.

– KLB02 - в каждом канале системы в работе находится одна установка, одна в резерве. Температура воздуха в кабельных помещениях поддерживается до плюс 40 °С, в аварийном режиме – до плюс 45 °С.

Режимы работы системы, оборудования

Режим работы систем вентиляции UJA, UJB определяется в зависимости от основных режимов работы блока АЭС.

Нормальный режим работы блока на мощности (работают все вентиляционные установки в соответствии со своим назначением, за исключением резервных, ремонтно-аварийных систем вентиляции).

Плановый останов на ремонт (создание нормируемых параметров воздуха для персонала во внутреннем контайнменте производится с помощью приточной и вытяжной ремонтно-аварийных систем (10KLA41, 10KLA21), осуществляющих проветривание внутреннего контайнмента после его разгерметизации и вытяжной системы 10KLA22).

Аварийные режимы – в зависимости от величины аварийной течи теплоносителя первого контура:

– режим «малой течи» – повышение давления до 0,17 МПа (абс.) и температуры парогазовой смеси до плюс 90 °С в герметичных помещениях, рассчитанных на избыточное давление (по сигналу «давление во внутреннем контайнменте» выше 0,0003 МПа (изб.) отключаются система очистки воздуха внутреннего контайнмента 10KLA02, вытяжная и приточная система поддержания разрежения во внутреннем контайнменте (10KLA42, 10KLA22), локализующая арматура систем вентиляции на линии герметизации внутреннего контайнмента закрывается, включается в работу вытяжная система создания разрежения в наружном контайнменте KLB22. По сигналу «давление во внутреннем контайнменте» выше 0,03 МПа (изб.) отключаются все рециркуляционные системы, расположенные во внутреннем контайнменте);

– режим «большой течи» – разрыв главного циркуляционного трубопровода с беспрепятственным истечением теплоносителя через оба конца и резкое повышение давления до 0,40 МПа (изб.) во внутреннем контайнменте (все вентиляционные системы, обслуживающие помещения внутреннего контайнмента в этом режиме не работают. После ликвидации аварии согласно алгоритму включается в работу вытяжная ремонтно-аварийная система 10KLA41).

Режим потери внешнего электропитания АЭС (системы вентиляции 10KLA42, 10KLA22, 10KLA02, 10KLB02, выполняющие функции систем нормальной эксплуатации, не влияющие на безопасность, не работают. Системы вентиляции 11,12KLA01, 11,12KLA03, 11,12KLA04, 11,12KLB02, 11,12KLB22, выполняющие функции систем безопасности и важных для безопасности продолжают работать в соответствии со своим назначением).

В зависимости от погодных условий системы 10KLA41, 10KLA42, 15KLA43 работают по зимнему или летнему алгоритму, устанавливаемому в СКУВ («КЛЮЧ ЛЕТО» или «КЛЮЧ ЗИМА»).

Быстродействующие локализующие клапаны 11KLC41AA001, 12KLC41AA001, 11KLC21AA001, 12KLC21AA001, установленные на ответвлении воздуховодов в наружный контайнмент, автоматически закрываются при закрытии локализующей арматуры системы KLA22. При ППР данная блокировка снимается.

Системы вентиляции обстройки реакторного отделения UKA (KLC)

Системы вентиляции UKA предназначаются для выполнения следующих функций:

– удаление избыточного тепла, влаги и поддержания оптимальных условий окружающей среды для нормальной работы оборудования;

– создание нормальных климатических условий для персонала при проведении ППР и перегрузочных работ в период останова блока;

– очистка воздуха от аэрозолей и йода;

– создание разрежения в 50 Па в помещениях с возможными радиоактивными протечками;

– поддержание разрежения в режиме нормальной эксплуатации и вентиляцию при ППР в наружном контайнменте.

Оперативное наименование и назначение систем

Для отвода избыточного тепла, выделяемого технологическим оборудованием, предназначены системы 11,12KLC01, 11,12KLC03. Воздух через рециркуляционные установки забирается и подается в помещения аварийного расхолаживания 1 контура (для систем 11,12KLC01) и 2 контура (для систем 11,12KLC03). Работа систем обеспечивает поддержание температуры воздуха в технологических помещениях до плюс 40 °С и не выше плюс 45 °С в аварийном режиме.

11KLC01, 12KLC01 – рециркуляционные системы воздушного охлаждения помещений аварийного расхолаживания первого контура.

11KLC03, 12KLC03 – рециркуляционные системы воздушного охлаждения помещений аварийного расхолаживания второго контура.

Для создания требуемых метеорологических условий в помещениях обстройки реакторного отделения предназначены системы 10KLC21, 10KLC22, 10KLC23, 10KLC24, 10KLC25, 10KLC26, 10KLC27, 10KLC28, 10KLC41, 10KLC42, 15KLC43.

10KLC21, 10KLC22 – вытяжные системы помещений технологических каналов систем безопасности с аэрозольной и йодной очисткой забирают воздух из периодически обслуживаемых помещений и после очистки на аэрозольных и йодных фильтрах сбрасывают его в венттрубу 10UKH. Воздух в помещения поступает из коридоров через КИДы. В случае повышения давления в помещениях аварийного расхолаживания ≥ 0,03 кПа срабатывают локализующие клапаны – дисковые затворы 11,12KLC21,22, установленные на на вытяжных воздуховодах.

10KLC25, 10KLC26 – вытяжные системы помещений КИП 1 контура 1 и 2 канала удаляют воздух из помещений датчиков КИП первого контура, в которых в случае разрыва импульсных трубок может повышаться давление до 0,13 МПа. Воздух выбрасывается в венттрубу без очистки. В случае повышения давления в помещениях датчиков КИП ≥ 0,03 кПа срабатывают локализующие клапаны – дисковые затворы 11,12KLC25,26 на вытяжных воздуховодах.

В помещениях реакторной обстройки 10UKA располагаются установки следующих систем:

– 11,12KLC01,

– 11,12KLC03.

Элементы систем: 11,12KLC01, 11,12KLC03 – имеют классификационное обозначение 2НО.

Системы 11,12KLC01; 11,12KLC03 запитаны от сети аварийного электроснабжения II группы.

Локализующая арматура систем 10KLC21, 10KLC22, 10KLC25, 10KLC26 запитана от сети аварийного электроснабжения II группы.

Системы вентиляция UKA состоят из рециркуляционных, вытяжных и приточных систем.

Рециркуляционные охлаждающие установки 11KLC01, 12KLC01, 11KLC03, 12KLC03 состоят из:

– вентиляторов радиальных;

– двух последовательно установленных групп воздухоохладителей с сепараторами и поддонами, в первую по ходу воздуха группу в холодный период года подается охлаждающая вода ответственных потребителей 11PEB, 12PEB с температурой подающей воды плюс 17 °С, обратной воды – плюс 21 °С, во вторую группу в теплый период года подается вода из системы холодоснабжения ответственных потребителей соответствующего канала СБ – 11QKJ, 12QKJ с температурой подающей воды плюс 6 °С, обратной воды – плюс 12 °С.

Режим работы системы, оборудования

Режим работы систем вентиляции UKA определяется в зависимости от основных режимов работы блока АЭС.

Нормальным режимом работы систем вентиляции UKA считается режим во время нормальной работы блока на мощности.

Рециркуляционные системы 11,12KLC01, 11,12KLC03 работают периодически при повышении температуры воздуха в обслуживаемых помещениях выше плюс 40 °С. При понижении температуры воздуха в обслуживаемых помещениях менее плюс 25 °С установка отключается. При включении в СКУВ режима работы «КЛЮЧ ЗИМА» (холодное время года) охлаждение воздуха обеспечивается первой ступенью, запитанной от системы охлаждающей воды ответственных потребителей (1PEB). При включении «КЛЮЧ ЛЕТО» (теплое время года) по блокировкам подключается вторая ступень воздухоохладителей, запитанная от системы холодоснабжения ответственных потребителей 11,12QKJ.

В режиме потери внешнего электропитания АЭС рециркуляционные системы охлаждения помещений технологических систем безопасности 11,12KLC01, 11,12KLC03 продолжают работать. Остальные системы вентиляции UKA нормальной эксплуатации не работают.

Вентсистемы находятся в автоматическом режиме при всех условиях эксплуатации систем вентиляции UKA.

При включении вентиляции, обслуживающей отдельные помещения, в первую очередь включается вытяжная вентиляция, а затем – приточная.

При повышении давления в помещениях аварийного расхолаживания первого контура ≥ 0,03 кПа 11,12KLC01 отключаются по блокировке с запретом включения АВР.

Все системы сблокированы с датчиками пожаротушения. По сигналу пожарных дымовых извещателей происходит автоматическое отключение приточных и вытяжных установок с запретом автоматического ввода резерва и включение приточных противодымных установок. После устранения причин срабатывания пожарных дымовых извещателей оперативный персонал ЦВ включает вентсистемы в работу.

Огнезадерживающие клапаны в нормальном (охранном) положении открыты. Плоскости лопаток расположены перпендикулярно проходному сечению. По сигналу пожарных дымовых извещателей происходит автоматическое закрытие клапанов.

Системы вентиляции ОСБ UBP, UBB, UJE

Системы вентиляции ОСБ UBP, UBB, UJE по технологическому назначению обслуживаемых ими помещений подразделяются на следующие основные группы:

– системы вентиляции помещений технологических систем безопасности (помещения паропроводов) (11,12SAA41-21);

– системы вентиляции помещений электротехнических средств безопасности (11,12SAC43-23, 11,12SAC45-25, 11,12SAC46-26, 11,12SAC47-27, 11,12SAE44-24, 15SAC43-23, 10SAC43-23, 15SAE45-25, 10SAC70);

– системы вентиляции и кондиционирования помещений БПУ и РПУ (11,12SAC40-20, 11,12SAC41, 11SAC42, 11,12SAC50-30, 11,12SAC51, 12SAC52, 10SAC48, 11,12SAE56-36, 11,12SAE42-22).

Оперативное наименование и назначение систем

Приточные системы 11SAA41, 12SAA41 и вытяжные системы 11SAA21, 12SAA21 вентиляции помещений технологических систем безопасности (помещения паровых камер) предназначены для выполнения следующих функций:

– удаление избыточного тепла и влаги;

– создание условий для нормальной работы оборудования;

– очистка наружного воздуха от пыли;

– обеспечение требуемых условий при проведении ремонтных работ.

Приточные системы 11SAC43, 12SAC43 и вытяжные системы 11SAC23, 12SAC23 помещений аккумуляторных батарей СБ предназначены для:

– обеспечения содержания паров серной кислоты в пределах допустимой концентрации (не более 2 мг/м^3);

– обеспечения содержания водорода в пределах взрывобезопасной концентрации (не более 0,7 % по объему);

– поддержания температуры воздуха в помещениях в пределах от плюс 20 °С до плюс 25 °С при НЭ и от плюс 10 °С до плюс 35 °С при обесточивании.

Приточные системы 11SAC45, 12SAC45 и вытяжные системы 11SAC25, 12SAC25 электротехнических помещений СБ (АБП и РУ) предназначены для:

– удаления избыточного тепла;

– поддержания температуры внутреннего воздуха в помещениях не более плюс 35 °С;

– очистки наружного воздуха от пыли;

– обеспечения требуемых условий при проведении ремонтных работ.

Приточные системы 11SAC46, 12SAC46 и вытяжные системы 11SAC26, 12SAC26 помещений УСБ предназначены для снятия тепловыделений и поддержания температуры внутреннего воздуха в помещениях УСБ от плюс 20 °С до плюс 30 °С в режиме НЭ и авариях, от плюс 10 °С до плюс 40 °С при экстремальных условиях.

Приточные системы 11SAC47, 12SAC47 и вытяжные системы 11SAC27, 12SAC27 помещений УСБ при полном обесточивании без радиационного загрязнения наружного воздуха предназначены для поддержания температурного режима в помещениях УСБ и являются техническими средствами управления запроектной аварии.

Приточные системы 11,12SAE44(42,56) и вытяжные системы 11,12SAE24(22,36) вентиляции кабельных помещений СБ (БПУ) предназначены для:

– удаления избыточного тепла;

– поддержания температуры внутреннего воздуха в кабельных помещениях не более плюс 40 °С;

– очистки наружного воздуха от пыли;

– обеспечения требуемых условий при проведении ремонтных работ.

Приточно-рециркуляционная система 11,12SAC40(50) и вытяжная система 11,12SAC20(30) кондиционирования воздуха помещений БПУ (РПУ) предназначены для:

– поддержания в помещениях БПУ (РПУ) температуры от плюс 21 °С до плюс 25 °С и влажности от 40 % до 60 %;

– поддержания в помещениях персонала температуры от плюс 21 °С до плюс 25 °С и влажности от 40 % до 60 %;

– создания подпора воздуха в помещениях БПУ (РПУ) не менее 20 Па;

– подачи наружного воздуха в количестве не менее 60 $м^3$/ч на человека в режиме нормальной эксплуатации и 20 $м^3$/ч на человека в режиме фильтро-вентиляции;

– очистки наружного воздуха от пыли;

– обеспечения обитаемости БПУ (РПУ) в условиях чрезвычайных ситуаций (аварийный выброс на АЭС в окружающую среду радиоактивных аэрозолей и газов, пожар на АЭС, появление в атмосферном воздухе в районе воздухозаборов токсичных веществ).

Системы жизнеобеспечения БПУ (РПУ) 11,12SAC41(51), 11SAC42(12SAC52) предназначены для:

– обеспечения допустимых санитарными нормами условий для работы обслуживающего персонала;

– защиты персонала от внешнего проникающего излучения;

– защиты персонала, работающего при управлении радиационными авариями на энергоблоке и при внешних событиях, связанных с появлением в наружном воздухе токсичных, химических и радиоактивных веществ;

– защиты персонала при пожаре вне помещений БПУ (РПУ) и на промплощадке.

Оборудование систем вентиляции UBP, UBB, UJE (вентагрегаты, приточные установки, отсечные и рециркуляционные клапаны) располагаются на отметках плюс 4,800 м, плюс 16,500 м, плюс 21,300 м и плюс 26,100 м, в пределах обслуживаемой ими зоны.

Технические характеристики оборудования системы вентиляции UBP, UBB, UJE указаны в таблице 2.3.7.3.

Таблица 2.3.7.3
Технические характеристики оборудования системы вентиляции UBP, UBB, UJE

Наименование	Количество, шт.	Основные технические характеристики оборудования
Приточная установка SAA41,21 в составе		
Фильтр грубой очистки	4	P_{min} = 60 Па; P_{max} = 130 Па
Нагреватель на горячей воде	4	$Q_{теп}$ = 255 кВт; $G_{в}$ = 0,79 л/с
Охладитель на холодной воде	4	$Q_{хол}$ = 124 кВт, $G_{в}$ = 5,41 л/с
Приточный вентилятор	4	L = 16200 м³/ч, H = 1770 Па
Вентагрегат 11SAA21 вытяжной	4	L = 16200 м³/ч, H = 833 Па
Приточная установка SAC43,23 в составе		
Фильтр грубой очистки	4	P_{min} = 60 Па; P_{max} = 130 Па
Нагреватель электрический	4	$Q_{теп}$ = 104 кВт
Нагреватель на горячей воде	4	$Q_{теп}$ = 120 кВт; $G_{в}$ = 0,37 л/с
Охладитель на холодной воде	4	$Q_{хол}$ = 53,7 кВт, $G_{в}$ = 2,14 л/с
Приточный вентилятор	4	L = 6550 м³/ч, H = 2047 Па
Вентагрегат SAC23 вытяжной	4	L = 6000 м³/ч; H = 869 Па
Приточная установка SAC45,25 в составе		
Фильтр грубой очистки	4	P_{min} = 60 Па; P_{max} = 130 Па
Нагреватель на горячей воде	4	$Q_{теп}$ = 347 кВт; $G_{в}$ = 1,08 л/с
Охладитель на холодной воде	4	$Q_{хол}$ = 136 кВт, $G_{в}$ = 5,42 л/с
Приточный вентилятор	4	L = 24000 м³/ч, H = 1866 Па
Вентагрегат 11,12SAC25 вытяжной	4	L = 24000 м³/ч; H = 940 Па
Приточная установка 1SAC46,47,26,27 в составе		
Фильтр грубой и тонкой очистки	4	Класс фильтра G3,F9 P_{min} = 51 Па; P_{max} = 185 Па
Нагреватель на горячей воде	4	$Q_{теп}$ = 173 кВт; $G_{в}$ = 0,54 л/с
Охладитель на холодной воде	4	$Q_{хол}$ = 55,5 кВт, $G_{в}$ = 2,21 л/с
Приточный вентилятор SAC46	4	L = 12000 м³/ч, H = 2000 Па
Вентагрегат SAC26 вытяжной	4	L = 11600 м³/ч; H = 1003 Па
Вентиляторный агрегат SAC47	4	L = 1000 м³/ч; H = 650 Па

Продолжение таблицы 2.3.7.3.

Наименование	Количество, шт.	Основные технические характеристики оборудования
Приточная установка SAE44,24 в составе		
Фильтр грубой очистки	4	P_{min} = 60 Па; P_{max} = 130 Па
Нагреватель на горячей воде	4	$Q_{теп}$ = 93 кВт; $G_{в}$ = 0,35 л/с
Охладитель на холодной воде	4	$Q_{хол}$ = 33 кВт, $G_{в}$ = 1,3 л/с
Приточный вентилятор SAE44	4	L = 6750 м³/ч, H = 2065 Па
Вентагрегат SAE24 вытяжной	4	L = 6750 м³/ч; H = 979 Па
Приточная установка SAC40,20 в составе		
Фильтр грубой очистки	4	P_{min} = 50 Па; P_{max} = 120 Па
Фильтр тонкой очистки	4	P_{min} = 83 Па; P_{max} = 183 Па
Нагреватель на горячей воде	4	$Q_{теп}$ = 128 кВт; $G_{в}$ = 0,4 л/с
Охладитель на холодной воде	4	$Q_{хол}$ = 31 кВт, $G_{в}$ = 1,22 л/с
Охладитель на холодной воде	4	$Q_{хол}$ = 34,7 кВт, $G_{в}$ = 2,1 л/с
Приточный вентилятор	4	L = 8650 м³/ч; H = 1908 Па
Вентагрегат SAC20 вытяжной	4	L = 9007 м³/ч; H = 1225 Па
Приточная установка SAC50,30 в составе		
Фильтр грубой очистк	4	P_{min} = 34 Па; P_{max} = 104 Па
Фильтр тонкой очистки	4	P_{min} = 57 Па; P_{max} = 157 Па
Нагреватель на горячей воде	4	$Q_{теп}$ = 96 кВт; $G_{в}$ = 0,3 л/с
Охладитель на холодной воде	4	$Q_{хол}$ = 29 кВт, $G_{в}$ = 1,15 л/с
Охладитель на холодной воде	4	$Q_{хол}$ = 25,7 кВт, $G_{в}$ = 1,53 л/с
Приточный вентилятор	4	L = 6300 м³/ч; H = 1627 Па
Вентагрегат SAC30 вытяжной	4	L = 6000 м³/ч; H = 1030 Па
Установка системы жизнеобеспечения БПУ SAC41 (РПУ SAC51) с очисткой воздуха от радиоактивных аэрозолей и йода в составе		
Фильтровальная станция HS-F1	2 (2)	L = 300 м³/ч P_{min} = 1000 Па P_{max} = 1700 Па
Центробежный вентилятор	2 (2)	L = 306 м³/ч; H = 2610 Па

Продолжение таблицы 2.3.7.3.

Наименование	Количество, шт.	Основные технические характеристики оборудования
Приточная установка SAE56,36 в составе		
Фильтр грубой очистки	4	P_{min} = 35 Па; P_{max} = 105 Па
Нагреватель на горячей воде	4	$Q_{теп}$ = 28,9 кВт; $G_{в}$ = 2,0 л/с
Охладитель на холодной воде	4	$Q_{хол}$ = 8,3 кВт, $G_{в}$ = 0,36 л/с
Приточный вентилятор SAE56	4	L = 2100 м^3/ч, H = 968 Па
Вентагрегат SAE36 вытяжной	4	L = 2100 м^3/ч; H = 739 Па
Приточная установка SAE42,22 в составе		
Фильтр грубой очистки	4	P_{min} = 26 Па; P_{max} = 96 Па
Нагреватель на горячей воде	4	$Q_{теп}$ = 12,1 кВт; $G_{в}$ = 0,04 л/с
Охладитель на холодной воде	4	$Q_{хол}$ = 4,1 кВт, $G_{в}$ = 0,33 л/с
Приточный вентилятор SAE42	4	L = 800 м^3/ч, H = 1220 Па
Вентагрегат SAE22	4	L = 800 м^3/ч; H = 801 Па

Классификация систем вентиляции UBP, UBB, UJE в соответствии с проектом

Элементы систем: 11,12SAC47, 11,12SAC27– имеют классификационное обозначение 4.

Элементы систем: 11,12SAA21, 11,12SAA41, 11,12SAC23, 11,12SAC43, 11,12SAE24, 11,12SAE44, 11,12SAC25, 11,12SAC45, 11,12SAC26, 11,12SAC46, 11,12SAC20, 11,12SAC40, 11,12SAC30, 11,12SAC50, 11,12SAE36, 11,12SAE56, 11,12SAE22, 11,12SAE42 – имеют классификационное обозначение 2НО.

Элементы систем: 11,12SAC41, 11SAC42, 11,12SAC51, 11SAC52 – имеют классификационное обозначение 2О.

Локализующая арматура: 11,12SAA21,41; 11,12SAC20,40,41,30,50,51 – имеет классификационное обозначение 2НЛ.

Системы вентиляции UBP, UBB, UJE являются потребителями различных источников питания.

Системы: 11,12SAA21, 11,12SAA41, 11,12SAC23, 11,12SAC43, 11,12SAE24, 11,12SAE44, 11,12SAC25, 11,12SAC45, 11,12SAC26, 11,12SAC46, 11,12SAC20, 11,12SAC40, 11,12SAC41, 11,12SAC30, 11,12SAC50, 11,12SAC51, 11,12SAE36,

11,12SAE56, 11,12SAE22, 11,12SAE42 – запитаны от систем аварийного электроснабжения II группы соответствующего канала безопасности.

Элементы систем 11SAC27, 12SAC27, 11SAC47, 12SAC47 и герметические быстродействующие отсечные клапаны 11SAA21, 12SAA21, 11SAA41, 12SAA41 на границе помещений паропроводов запитаны от аварийного электроснабжения I группы соответствующего канала безопасности.

Режим работы системы, оборудования

Подача наружного воздуха от приточных установок в обслуживаемые помещения осуществляется следующим образом:

– приточный воздух забирается снаружи, проходит через устройство перекрытия вентиляционного канала (УПВК) на всас приточных установок;

– очищается в воздушных фильтрах;

– системой воздуховодов подается в рабочую зону обслуживаемых помещений.

В теплый период года, при необходимости, охлаждается в поверхностном воздухоохладителе. В холодный период нагревается в поверхностном воздухонагревателе или электрокалорифере (приточно-рециркуляционные системы поддерживают температуру приточного воздуха регулированием величины открытия клапанов на линии наружного воздуха и на линии рециркуляции. При понижении температуры клапан на линии наружного воздуха прикрывается и увеличивается количество рециркуляционного воздуха. При повышении температуры регулирование происходит в обратном порядке).

Воздух из помещений забирается вытяжными установками и выбрасывается в атмосферу через УПВК.

Работа системы противодымной защиты обеспечивается подачей наружного воздуха через утепленные клапаны с электроприводом, УПВК и напором вентиляторами в лестничные клетки. Открытие клапанов сблокировано с включением вентиляторов.

Работа систем жизнеобеспечения персонала состоит в подаче очищенного на аэрозольных и йодных фильтрах воздуха в воздуховоды в систему кондиционирования воздуха БПУ, РПУ.

Приточные установки систем: 11,12SAA41, 11,12SAC43, 11,12SAC45, 11,12SAC46, 11,12SAC40, 11,12SAC50, 11,12SAE56, 11,12SAE42 – представляют собой кондиционеры промышленные.

Кондиционер промышленный представляет собой многоблочную систему, состоящую из различных узлов и механизмов:

– блока приемного (с клапаном воздушным утепленным);

– блока приемно-смесительного (с клапаном воздушным утепленным и регулирующим);

– блока фильтра грубой (и тонкой) очистки;

– воздухонагревателя, к которому подводится горячая вода от системы теплоснабжения SBJ с температурой +150 °С... +70 °С;

– воздухонагревателя электрического;

– воздухоохладителя, к которому подводится холодная вода от системы холодоснабжения QKJ с температурой +6 °С... +12 °С;

– блока вентилятора.

Установки систем 11,12SAC47, 11,12SAC27 состоят из канальных вентиляторных агрегатов.

Установки систем жизнеобеспечения персонала 11,12SAC41, 11,12SAC51 состоят из:

– фильтровальной станции HS-F1 и центробежного вентилятора;

– обратных клапанов для отсечения резервной установки от общей сети воздуховодов;

– регулирующих клапанов на напоре для распределения потока воздуха между линией рециркуляции и выбросом в венттрубу;

– воздуховодов из оцинкованной стали, соединение на фланцах.

Режим работы системы, оборудования

Режим работы систем вентиляции UBP, UBB, UJE определяется в зависимости от основных режимов работы блока АЭС.

Нормальным режимом работы систем вентиляции UBP, UBB, UJE считается режим во время нормальной работы блока на мощности.

В этом режиме работают все рабочие установки, за исключением противодымных систем вентиляции и систем жизнеобеспечения персонала 11,12SAC41, 11,12SAC51, 11SAC42, 12SAC52.

В режиме планового предупредительного ремонта системы вентиляции здания UBP, UBB, UJE продолжают работать как в нормальном режиме эксплуатации. При большем объеме ремонтных работ возможно использование резервных вытяжных установок.

При аварийных режимах работы блока (режим малой течи и большой течи) системы вентиляции UBP, UBB, UJE продолжают работать.

В режиме потери внешнего электропитания системы вентиляции 11,12SAA41,21; 11,12SAC43,23; 11,12SAE42,22; 11,12SAE44,24; 11,12SAE56,36; 11,12SAC45,25; 11,12SAC46,26; 11,12SAC40,20, 11,12SAC50,30 продолжают работать. Остальные системы вентиляции UBP, UBB, UJE не работают.

При полном обесточивании в работу вводятся системы 11SAC47-11SAC27, 12SAC47-12SAC27, 10SAC48.

Системы кондиционирования воздуха помещений БПУ (РПУ) 11SAC40-11SAC20, 12SAC40-12SAC20, 11SAC41, 12SAC41, 11SAC42 (11SAC50-11SAC30, 12SAC50-12SAC30, 11SAC51, 12SAC51, 12SAC52) функционируют в режиме нормальной эксплуатации и при аварийных ситуациях (режим фильтро-вентиляции и режим полной изоляции).

Режим фильтро-вентиляции вводится автоматически по показаниям датчиков радиационного контроля при достижении в районе воздухозабора мощности поглощенной дозы фотонного излучения выше 3 х 10^{-7} Гр/ч. Датчики устанавливаются в местах забора наружного воздуха. Гермоклапаны 11,12SAC40,20 закрываются, клапаны на системе фильтро-вентиляции 11SAC41 открываются, вентилятор 11SAC41 включается. При невключении или отключении вентилятора 11SAC41 или при отказе системы 11SAC41 НС ЦВ дистанционно включает системы 12SAC40 и 12SAC41.

Режим полной изоляции вводится при возникновении чрезвычайных ситуаций на время, достаточное внешним службам радиометрического и химического контроля для определения содержания и концентрации вредных веществ в наружном воздухе в районе воздухозаборов кондиционеров БПУ. Кроме того, режим полной изоляции должен вводиться при загрязнении наружного воздуха токсинами, окисью углерода (при пожаре) и другими вредностями, которые не задерживаются фильтрами-поглотителями. В режиме полной изоляции закрываются гермоклапаны на наружном воздухе SAC40,20,41, при этом персонал ЦВ запускает в работу баллонную станцию системы жизнеобеспечения (БСЖО), описание которой приведено далее.

Все системы сблокированы с датчиками пожаротушения. По сигналу пожарных дымовых извещателей происходит автоматическое отключение приточных и вытяжных установок с запретом автоматического ввода резерва и включение приточных противодымных установок. После устранения причин срабатывания пожарных дымовых извещателей оперативный персонал ЦВ включает вентсистемы в работу.

Огнезадерживающие клапаны в нормальном (охранном) положении открыты. Плоскости лопаток расположены перпендикулярно проходному сечению. По сигналу пожарных дымовых извещателей происходит автоматическое закрытие клапанов.

Гермоклапаны SAA41,21, SAC40,20, установленные на воздуховодах, находятся в открытом положении, электросхемы собраны, введены блокировки. При повышении температуры в обслуживаемых помещениях более плюс 60 °С (при разрыве паропровода) дисковые затворы SAA41,21 закрываются по блокировке.

Системы вентиляции предназначены не только для создания условий работы оборудования, но и для обеспечения «обитаемости» и «живучести» пунктов управления: они создают необходимые условия пребывания там персонала.

Обитаемость – совокупность факторов, характеризующих условия пребывания персонала в помещении и обеспечивающих возможность осуществления персоналом нормальной профессиональной деятельности.

Живучесть – свойство систем и элементов, в том числе пунктов управления, выполнять возложенные на них функции, несмотря на полученные повреждения.

Баллонная станция жизнеобеспечения персонала (БСЖО)

Баллонная станция жизнеобеспечения персонала (БСЖО) предназначена для хранения необходимого запаса воздуха и обеспечения его нормированного расхода в систему вентиляции 11(12)SAC40 для возможности создания подпора воздуха в помещениях БПУ (РПУ) в режиме полной изоляции.

БСЖО обеспечивают:

– допустимые санитарными нормами условия для работы персонала;

– обитаемость БПУ (РПУ) в условиях чрезвычайных ситуаций (аварийный выброс на АЭС в окружающую среду радиоактивных аэрозолей и газов, пожар на АЭС, появление в атмосферном воздухе в районе воздухозаборов токсичных веществ).

Конструктивно БСЖО состоит из пневматической части и электрооборудования.

Пневматическая часть предназначена для хранения необходимого запаса воздуха (в режиме ожидания) и подачи его в систему вентиляции БПУ (РПУ) с заданным расходом (в режиме подачи воздуха). Пневматическая часть состоит из:

– баллонов комбинированных для сжатых воздуха, газов и жидкостей;
– трубопроводной обвязки с арматурой;
– узла расхода.

Электрооборудование, с помощью которого производится контроль состояния БСЖО и управление ее работой. Электрооборудование состоит из:

– местного пункта управления;

– распределительной коробки.

БСЖО располагаются в различных помещениях в соответствии обслуживаемым пунктом управления:

11SAC42 – для БПУ, 12SAC52 – для РПУ.

Технические характеристики оборудования систем жизнеобеспечения приведены в таблице 2.3.7.4.

Таблица 2.3.7.4
Технические характеристики оборудования систем жизнеобеспечения

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	сжатый воздух
Номинальный хранимый объем воздуха, нм^3	693
Расход воздуха в систему SAC40, нм^3/ч	80–130
Время обеспечения расхода, не менее, ч	4
Номинальное рабочее давление, МПа, изб.	24,5
Количество воздушных баллонов сжатого воздуха, шт.	15

Системы жизнеобеспечения 11SAC42 и 12SAC52 являются обеспечивающими системами безопасности, имеют классификационное обозначение 2О по НП-001-15.

Механизмы систем 11SAC42 и 12SAC52 запитаны от аварийного электроснабжения соответствующего канала безопасности II группы. Внутри МПУ установлен источник бесперебойного питания (ИБП) и энергоаккумулятор, состоящий из двух соединенных последовательно свинцово-кислотных аккумуляторных батарей напряжением 12 В и емкостью 7,2 А х ч. Наличие ИБП и энергоаккумулятора позволяет обеспечить гарантированную работу БСЖО при пропадании внешнего питания около 5 часов в случае запуска БСЖО в работу и около 20 часов в режиме ожидания.

Дополнительно внутри МПУ предусмотрены клеммы для подключения внешнего источника питания постоянного тока напряжением не более 60 В (например, аккумулятора автомобиля).

При наличии проблем с внутренним питанием (отсутствие внешнего питания, неисправность аккумуляторных батарей и т. п.) МПУ выдает сигнал «Отсутствие питания» в СВБУ. Сигнал выдается также и в случае подключения внешнего дополнительного источника питания.

При полном отсутствии питания МПУ автоматическое или ручное управление невозможно.

Для БСЖО предусмотрен контроль параметров работы на АРМ администратора СВБУ.

Пример видеокадра для контроля параметров баллонной станции жизнеобеспечения персонала показан на рисунке 2.3.7.7.

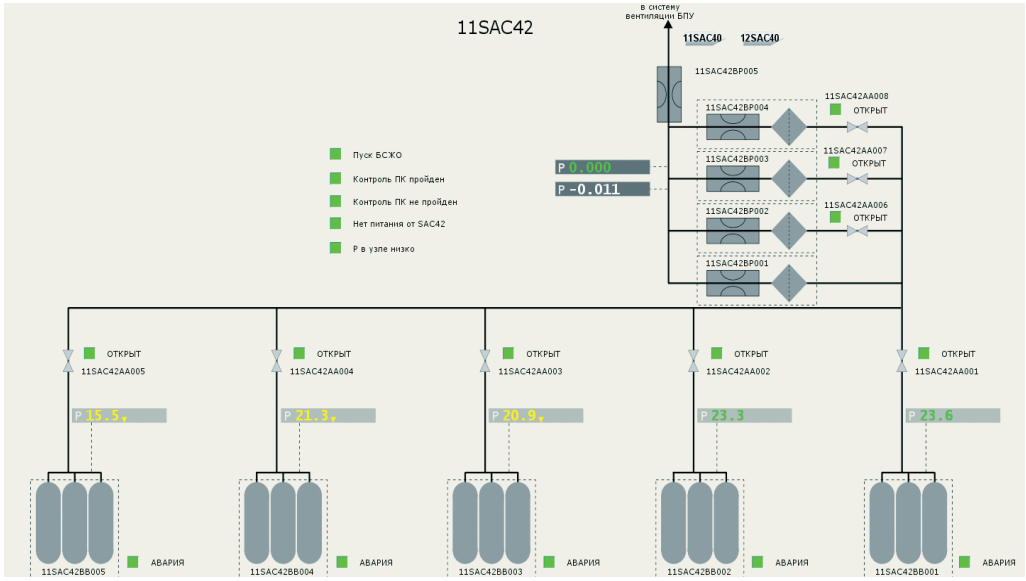


Рисунок 2.3.7.7
Видеокадр для контроля параметров БСЖО

На видеофрагментах контролируются следующие параметры:

– давление в каждом блоке баллонов;

– давление перед выпускным дросселем;

– индикация пуска БСЖО, открытия пусковых клапанов, низкого давления в узле арматурном, исправности цепей запуска клапанов пусковых.

БСЖО обеспечен автоматизированным управлением (дистанционный запуск, останов, работу по согласованным алгоритмам) от СВБУ.

БСЖО, в случае необходимости, имеет возможность ручного запуска и управления в соответствии с временными циклограммами (обеспечивается МПУ).

Решение о пуске принимает НСБ и производит пуск БСЖО с мозаичной панели 11CWF03 БПУ или с мозаичной панели безопасности 12CWC03 РПУ. Ручной запуск по заданию НС ЦВ осуществляет МХУ ЦВ по месту установки МПУ, таблица пошаговых действий находится на передней панели МПУ.

Основными составными частями БСЖО являются:

– 5 блоков баллонов;

– 5 узлов арматурных;

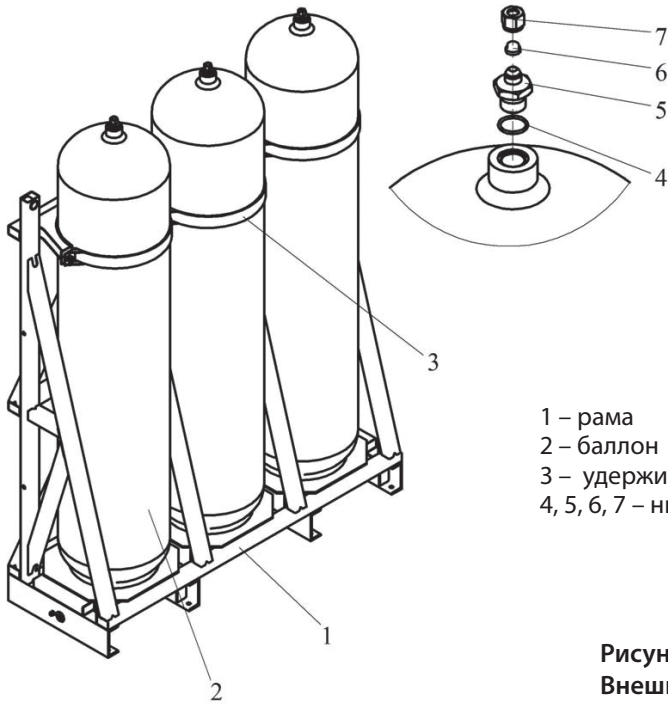
– узел расхода;

– местный пульт управления;

– комплект вспомогательного оборудования.

Блок баллонов предназначен для установки трех композитных баллонов высокого давления для сжатого воздуха емкостью 185 литров и рабочим давлением 24,5 МПа.

Внешний вид блока баллонов приведен на рисунке 2.3.7.8.



1 – рама
2 – баллон
3 – удерживающий хомут
4, 5, 6, 7 – ниппель (узел уплотнения)

Рисунок 2.3.7.8
Внешний вид блока баллонов

БСЖО предусматривает два основных режима работы:

– режим ожидания;

– режим подачи.

В режиме ожидания БСЖО находится большую часть своего времени работы, находясь в готовности к запуску. Режим ожидания характеризуется наличием внешнего электропитания МПУ (должен быть включен) и датчиков избыточного давления.

В режиме ожидания СВБУ производит непрерывный контроль избыточного давления сжатого воздуха в блоках баллонов с помощью датчиков избыточного давления, а также осуществляет периодическую проверку исправности цепей запуска клапанов пусковых подачей команды «ТЕСТ ПК» в МПУ.

Режим подачи воздуха – это режим, в котором в систему вентиляции БПУ (РПУ) подается воздух из БСЖО (режим полной изоляции).

В режиме подачи воздуха СВБУ выдает команды на открытие клапанов пусковых на основании показаний датчиков избыточного давления в соответствии с заложенными алгоритмами.

2.4 Управляющие системы безопасности

2.4.1 СИСТЕМА СУЗ-УСБТ

2.4.1.1 Общие принципы

АС должна иметь системы безопасности, предназначенные для выполнения следующих основных функций безопасности:

– аварийного останова реактора и поддержания его в подкритическом состоянии;

– аварийного отвода тепла от реактора;

– удержания радиоактивных веществ в установленных границах (НП-001-2015) [1].

В основу проекта безопасности АС закладывается жесткое требование соблюдения принципа защиты в глубину. Основная мысль заключается в том, что должно быть несколько слоев или эшелонов защиты для предотвращения небезопасных условий и что предпочтение всегда отдается предотвращению небезопасных условий, нежели смягчению их последствий. Так как для эксплуатации АС и поддержания ее безопасности требуется большое количество функций, которое еще более возрастает вследствие применения принципа защиты в глубину, важно знать значение каждой функции для безопасности (МЭК 61226 [2]).

Иерархия формирования требований к функциям СБ (и соответственно к функциям СУЗ-УСБТ) проекта АЭС-2006 проводилась в соответствии с требованиями МЭК 61226-05 и приведена на рисунке 2.4.1.1.

Состав первого (верхнего) уровня иерархии формирования требований к функциям определяется концепцией глубоко эшелонированной защиты атомной станции, которая предполагает реализацию в проекте АЭС инженерных средств (защитных, локализующих и обеспечивающих систем безопасности) и СКУ безопасности для достижения следующих основных целей безопасности, направленных на предотвращение аварий или их ограничение:

• аварийного останова реактора и поддержания его в подкритическом состоянии;

• аварийного отвода тепла от реактора;

• удержания радиоактивных веществ в установленных границах.

Второй уровень иерархии формирования требований к функциям СБ предполагает разработку функций СКУ, необходимых для включения в работу инженерных средств безопасности для выполнения соответствующих функций безопасности.

Набор функций СКУ должен быть необходимым и достаточным для обеспечения выполнения требуемых функций безопасности и при этом должен учитывать наличие соответствующих инженерных средств защитных, локализующих и обеспечивающих систем безопасности.

Системы контроля и управления АС выполняют функции, имеющие разные уровни важности для безопасности. Важность для безопасности каждой функции контроля и управления зависит от ее роли в достижении и поддержании безопасности, потенциальных последствий отказа функции в момент, когда необходимо ее выполнение, а также вероятности этих последствий. Поэтому первоначальный анализ безопасности конкретного проекта АС должен быть завершен до классификации функций контроля и управления (МЭК-61226).

Важную роль при разработке перечня функций СКУ играет их классификация в зависимости от степени влияния функции управления на безопасность станции. При разработке второго уровня иерархии функций важно указать для каждой функции СКУ соответствующую категорию, поскольку категория будет определять при дальнейшей разработке набор требований в части надежности, конструкции, требований к квалификации, верификации и валидации, которым должна удовлетворять эта функция СКУ.

С точки зрения влияния на безопасность функции СКУ разбиты на три категории – А, В и С.

Представленные три категории функций – А, В и С – реализуются на физически различном оборудовании. Такое разделение обеспечивает наличие различных уровней защиты и является основным принципом глубокоэшелонированной защиты.

Классификация отдельных функций СКУ учитывает их влияние на безопасность станции, а также последствия постулированного нарушения функции СКУ.

Рисунок 2.4.1.1
Иерархия формирования требований к функциям СБ

Категория А используется для обозначения тех функций управления, которые реализуют аварийный останов реактора и поддержание его в подкритическом состоянии и выполняют основную роль в достижении или поддержании безопасности АЭС с целью предотвращения развития МПА до недопустимых последствий.

Эти функции требуются для стабилизации переходного процесса, т. е. приведения станции в контролируемое состояние, при котором реактор находится в подкритическом состоянии, обеспечен отвод тепла, а радиоактивные выбросы ограничены.

К категории А также относятся функции, отказ которых может непосредственно привести к аварийным условиям, которые могут вызвать недопустимые последствия, если аварийные условия не смягчены другими функциями категории А.

К функциям категории А применяются повышенные требования к надежности.

К категории В относятся функции, которые играют дополнительную роль по отношению к функциям категории А в достижении или поддержании безопасности АЭС, в особенности функции, необходимые для эксплуатации после достижения контролируемого состояния с целью предотвращения развития проектных событий (ПС) до недопустимых последствий или для смягчения последствий ПС.

Выполнение функций категории В может исключить необходимость выполнения функции категории А (например, работа ПЗ).

Функции категории В могут улучшить или дополнить выполнение функций категории А в процессе смягчения последствий ПС таким образом, что повреждение станции или оборудования или выброс активности могут быть исключены или сведены к минимуму.

К категории В также относятся функции, отказ которых может вызвать ПС или увеличить его тяжесть. Поскольку функции категории В предназначены для дополнения или улучшения действия функций категории, требования по безопасности к функции категории В могут быть не такими строгими, как для функции категории А.

Третий уровень иерархии формирования требований к функциям СБ предполагает детализированную разработку функций СКУ, структуру алгоритмов с полным описанием измерительных каналов и сигнализации.

На ранней стадии процесса проектирования невозможно определить подробно все функции, так как характеристики АС еще не полностью определены. Следовательно, процесс идентификации и присвоения категорий функциям может быть итерационным и продолжаться в течение всего этапа проектирования (МЭК-62269).

В соответствии с изложенными выше подходами в процессе анализа безопасности и разработки рабочего проекта АЭС-2006 был сформирован окончательный классификационный перечень в виде «Технического задания на проектирование СКУ безопасности, реализованной с помощью TELEPERM XS. **Описание задач** уровня 1-3 по реализации функций безопасности».

Цели функций безопасности, перечень функций и их связь с классификацией СКУ по категориям проекта, сформированного в вышеуказанном техническом задании для проекта АЭС-2006, приведена на рисунке 2.4.1.2.

2.4.1.2 Система управления и защиты

Назначение системы управления и защиты

Система управления и защиты входит в состав АСУ ТП энергоблока и предназначена для контроля параметров, необходимых для защиты и управления реактивностью и мощностью реакторной установки, а также управления мощностью и реактивностью реактора, включая плановую и аварийную остановку, поддержания его в подкритическом состоянии.

СУЗ выполняет свои функции во взаимодействии с основными регуляторами РУ и с системой борного регулирования.

В режимах загрузки/перегрузки топлива ввиду того, что приводы ОР расцеплены с ОР СУЗ, воздействие на реактивность со стороны СУЗ исключено. В этих режимах СУЗ обеспечивает только контроль нейтронно-физических параметров при помощи СКП.

Принципы обеспечения безопасности

При проектировании системы учитывались следующие принципы обеспечения безопасности:

– принцип единичного отказа;

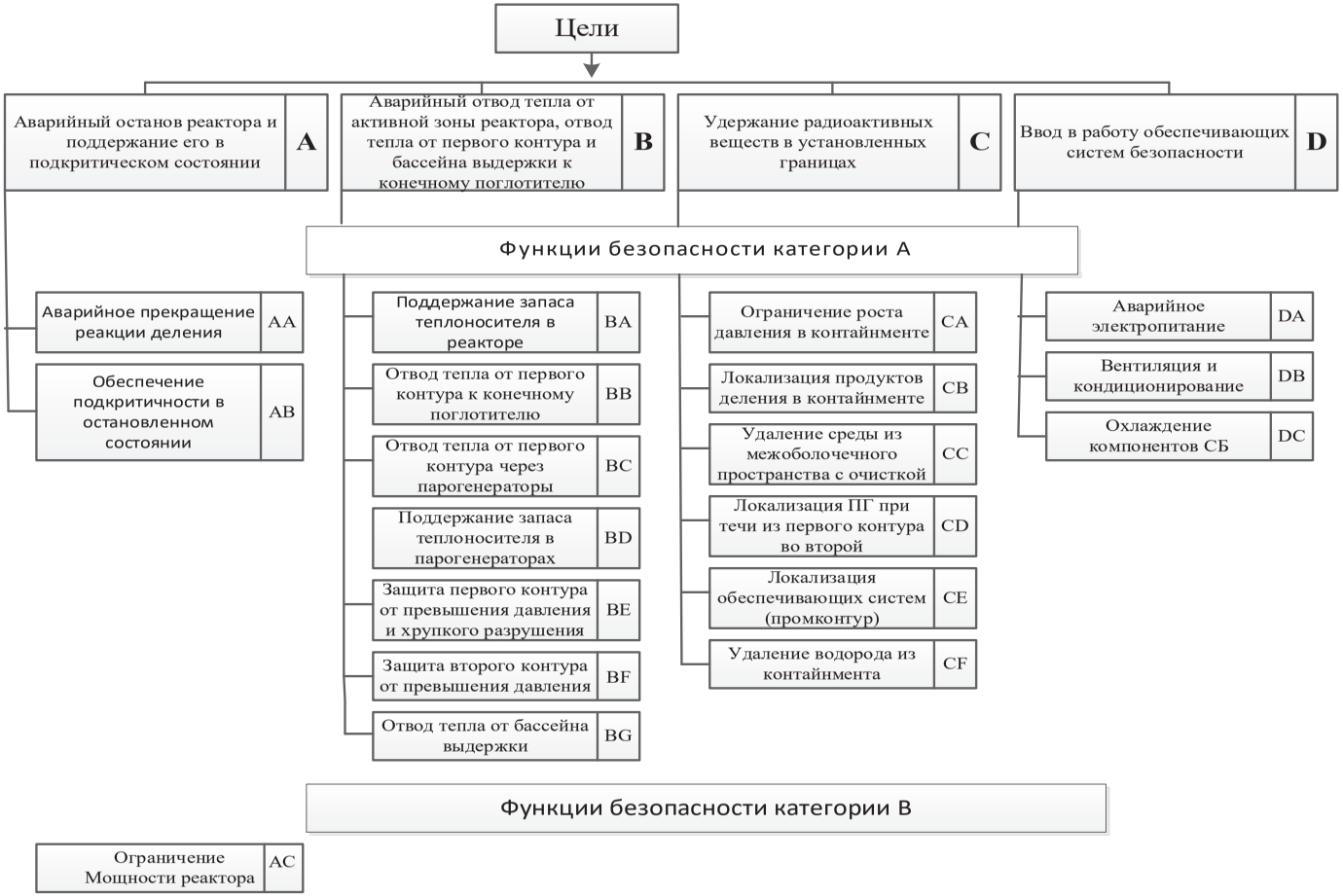


Рисунок 2.4.1.2
Цели функций безопасности и их связь с классификацией СКУ по категориям проекта АЭС-2006

– принцип резервирования;
– принцип разнообразия;
– принцип независимости;
– принцип безопасного отказа;
– принцип включения в работу.

Принцип единичного отказа

Принцип единичного отказа – принцип, в соответствии с которым система должна выполнять заданные функции при любом требующем ее работы исходном событии и при учитываемом в проекте АС независимом от исходного события отказе одного из элементов этой системы (НП-001-2015 [1]).

Принцип единичного отказа обеспечивается через реализацию принципов резервирования, разнообразия и независимости таким образом, чтобы любые единичные отказы в УСБ не нарушали ее работоспособность УСБ.

Принцип резервирования

Принцип резервирования (избыточности) – принцип повышения надежности путем применения нескольких одинаковых или неодинаковых элементов (каналов, систем) таким образом, чтобы каждый из них мог выполнить требуемую функцию независимо от состояния, в том числе отказа других элементов (каналов, систем), предназначенных для выполнения этой функции (НП-001-2015 [1]).

Для реализации принципа резервирования инициирующая часть системы аварийной защиты состоит из двух комплектов, каждый комплект состоит из трех резервированных каналов в инициирующей части. Каждый резервированный канал каждого комплекта имеет собственные первичные измерительные преобразователи и питание. При этом аналоговый сигнал от первичного преобразователя размножается в устройстве гальванического разделения сигналов (УГРС) и далее раздельно поступает в одноименные каналы подсистемы АЗ-УСБТ и ПЗ.

Принцип разнообразия

Принцип повышения надежности путем применения двух или более систем или элементов для выполнения одной функции безопасности, имеющих различные конструкции или принципы действия, имеющий целью снижение вероятности отказа по общей причине (НП-001-2015 [1]).

Принцип разнообразия реализован в проекте АЭС-2006 при проектировании всего комплекса систем безопасности в целом. Наибольшая эффективность достигается при применении функционального разнообразия.

Это предусматривает для выполнения каждой заданной функции безопасности широкое использование взаиморезервирующих элементов (каналов или систем), основанных на различных (пассивных или активных) принципах действия и/или на применении активных систем с разными по конструкции активными элементами в технологической части СБ (например, активная система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки JNA и комплекс пассивных систем: системой JNG50-80, системой гидроемкостей второй ступени JNG10-40 и СПОТ JNB50-80, работающей в режиме расхолаживания).

Разнообразие как способ уменьшения вероятности отказа по общей причине в СКУ УСБТ АЭС-2006

Разнообразие специально создается как защита от отказа по общей причине (ООП). Оно может быть достигнуто наличием систем, которые физически отличаются одна от другой, либо с помощью функционального разнообразия, если аналогичные системы достигают установленной цели различными путями (ГОСТ Р МЭК 60880-2011 «Атомные электростанции. Системы контроля и управления, важные для безопасности. Программное обеспечение компьютерных систем, выполняющих функции категории А» [3]).

Анализ требований NUREG/CR-7007 («Методы обеспечения разнообразия в АСУ ТП АЭС») с учетом опыта проектирования УСБ АЭС позволяет выделить шесть базовых направлений реализации принципа разнообразия:

– функциональное разнообразие;

– параметрическое разнообразие;

– проектное разнообразие,

- архитектурное разнообразие;
- алгоритмическое разнообразие;

– разнообразие, определяемое человеческим фактором;

– аппаратное разнообразие;

– программное разнообразие.

Для реализации принципа разнообразия как одного из направлений по преодолению ООП (в том числе и в программном обеспечении) имеется независимая от системы АЗ-УСБТ диверсная система защит (ДСЗ), реализованная на отличающихся от УСБТ непрограммируемых технических средствах. Эта система обеспечивает перевод энергоблока в контролируемое и безопасное состояние для различных проектных исходных событий.

Решение о применении разнообразия (диверсификации) принималось с учетом положений [4].

«Меры проекта по предотвращению отказа по общей причине связаны с архитектурой систем контроля и управления, которая включает, по крайней мере, две системы контроля и управления, выполняющие функции категории А. Доказательство того, что любая индивидуальная система контроля и управления не имеет ошибок, невозможно, и поэтому существование скрытых дефектов и связанных с ними механизмов срабатывания не может быть исключено в принципе».

Принцип независимости

Принцип независимости – принцип повышения надежности путем применения функционального и (или) физического разделения каналов (элементов), при котором отказ одного канала (элемента) не приводит к отказу другого канала (элемента) НП-001-15 [1].

Для исключения зависимых отказов, а также для исключения влияния любых видов работ, выполняемых на оборудовании одного из каналов (ремонт, техническое обслуживание), на другие каналы, оборудование отдельных каналов системы вне герметичной оболочки размещается в разных, физически разделенных помещениях, а внутри герметичной оболочки трубопроводы, кабельные трассы каналов системы пространственно разнесены. Каналы полностью независимы друг от друга: независимы технологические части, системы управления, обеспечивающие системы, места расположения оборудования, трубопроводов, кабелей, элементов управления.

Инициирующая часть АЗ располагается в помещениях отделенных от помещений исполнительной части АЗ.

Оборудование инициирующей части системы аварийной защиты, обеспечивающее реализацию функции аварийной защиты, и оборудование, обеспечивающее реализацию функций предупредительных защит, реализовано в разных шкафах (так как относятся к разным категориям – А и В соответственно). Таким образом, отказ оборудования, обеспечивающего реализацию функций предупредительных защит, не влияет на выполнение функции аварийной защиты.

Принцип безопасного отказа

Принцип безопасного отказа – принцип, в соответствии с которым при отказе системы или элемента атомная станция (блок АС) переходит в безопасное состояние без необходимости инициировать какие-либо действия через управляющую систему безопасности [1].

В инициирующей части подсистемы АЗ-УСБИ в части АЗ заложен принцип безопасного отказа, заключающийся в том, что следующие отказы в тракте формирования сигнала в канале АЗ:

– потеря им электропитания;

– потеря (недостоверность) сигналов от каналов АКНП;

– потеря (недостоверность) сигналов от каналов контроля технологических процессов;

– неисправность в аппаратуре TXS (модули вывода, процессор обработки) –

приводят к формированию только данным каналом сигнала эквивалентного сигналу аварийной защиты.

Принцип включения в работу

Для обеспечения минимизации влияния человеческого фактора реализовано автоматическое включение системы в работу, не требующее вмешательство оператора. Автоматическое включение системы в работу происходит при:

• обесточивании;

• течи первого контура.

Кроме того имеется возможность ручного ввода в действие АЗ оператором.

Состав системы управления и защиты

Система управления и защиты включает в себя:

– два трехканальных комплекта инициирующей части подсистемы аварийной защиты и управляющей системы безопасности;

– два трехканальных комплекта инициирующей части подсистемы предупредительной (с функцией РОМ) защиты реактора;

– два комплекта исполнительной части подсистем аварийной и предупредительной защиты;

– два четырехканальных комплекта АКНП, включая СКП, аппаратуру физического пуска и аппаратуру контроля реактивности;

– систему диверсной защиты, состоящую из двух комплектов;

– систему группового и индивидуального управления приводами ОР СУЗ;

– информационно-диагностическую сеть (ПТК ИДС);

– автоматический регулятор мощности реакторной установки (АРМ).

Обобщенная структура одного канала СУЗ-УСБИ показана на рисунке 2.4.1.3.

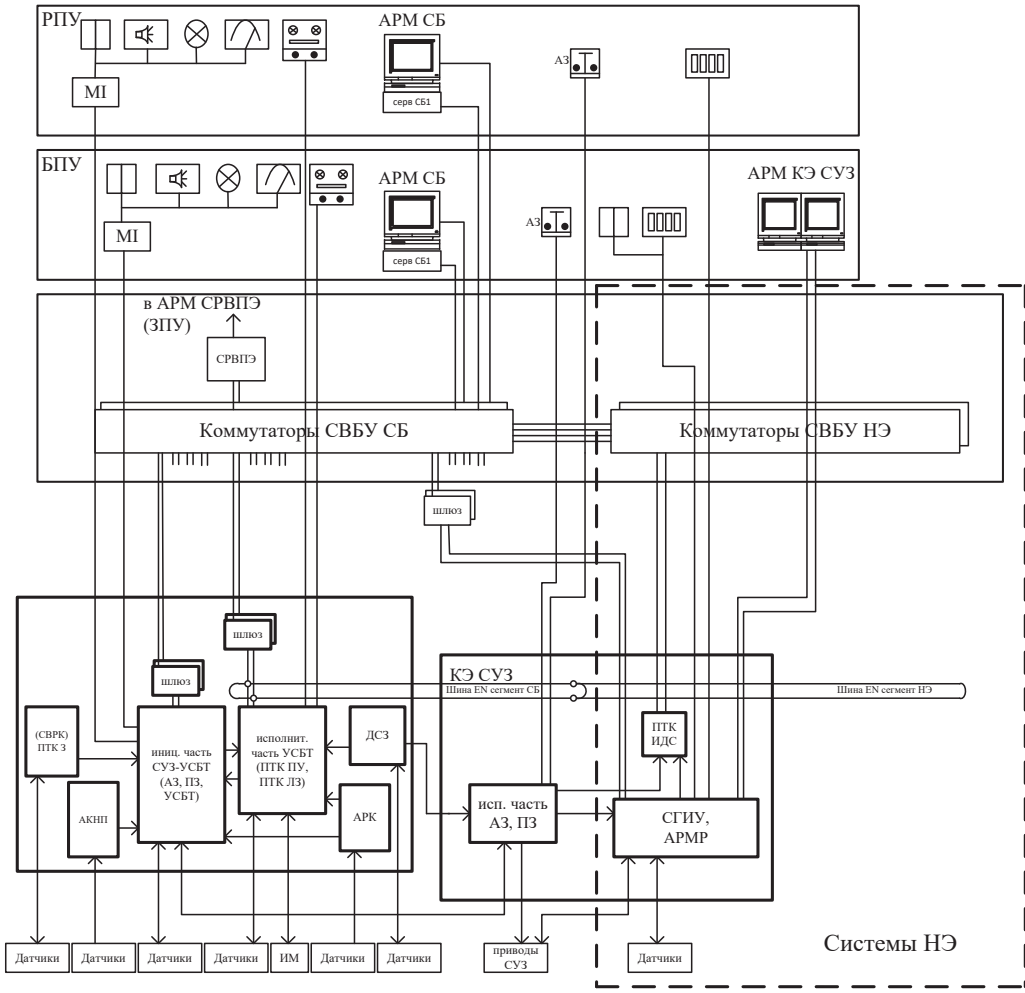


Рисунок 2.4.1.3
Обобщенная структура одного канала СУЗ-УСБИ

Описание структуры управляющей системы безопасности

Каждая из подсистем АЗ-УСБИ и ПЗ включает в себя:

– инициирующую часть;

– исполнительную часть.

Инициирующие части подсистем АЗ-УСБИ и ПЗ предназначены для:

– контроля нейтронно-физических и технологических параметров, расчета сложных параметров, по которым осуществляются защиты реактора и запуск технологических средств безопасности, и сравнения их с соответствующими уставками;

– логической обработки дискретных сигналов о достижении контролируемыми параметрами соответствующих уставок в соответствии с алгоритмами и выдачи сигналов защит в исполнительную часть АЗ и ПЗ, УСБТ;

– выдачи сигналов в другие подсистемы управления и информации в СВБУ.

Инициирующие части подсистем аварийной и предупредительной защиты, а также инициирующей части для запуска технологических систем безопасности, реализованы в виде двух независимых трехканальных комплектов, размещенных в двух помещениях каналов УСБ.

Оба комплекта аварийной защиты реализованы на базе программно-технических средств оборудования TELEPERM XS.

Для снижения вероятности ООП из-за ошибок в прикладном программном обеспечении путем обеспечения различных траекторий сигнала при одном и том же проектном исходном событии применяются следующие виды разнообразия:

– функциональное (параметрическое) разнообразие в пределах каждого комплекта, а именно наличие как минимум двух критериев срабатывания АЗ и УСБИ на каждое исходное событие;

– разнообразие алгоритмической реализации одних и тех же функций безопасности (различные тракты прохождения сигналов) в разных комплектах;

– применение в качестве условия реализации АЗ ручного действия оператора, поступающего непосредственно в исполнительную часть АЗ;

– применение в шкафах прерывателей питания механических контакторов разных фирм-производителей для снижения вероятности отказа исполнительной части АЗ по общей причине.

Для реализации принципа разнообразия по функции отвода остаточных тепловыделений (функция УСБТ) применяются различные технические средства для инициирования команд защиты. Для формирования команд из УСБТ на запуск СПОТ используется аппаратура на базе «ПЛИС» (жесткое программирование заданных логических функций). Эта аппаратура реализована в отдельном шкафу и полностью развязана с аппаратурой сбора и обработки АЗ-УСБИ, реализованной на базе программно-технических средств TXS.

В каждом комплекте инициирующей части УСБТ (УСБИ) предусмотрено четыре шкафа TXS МО. Два основных и два в горячем резерве. Основной и резерв-

ный шкафы получают одну и ту же информацию для голосования одноименных дискретных сигналов в соответствии с логикой два из трех. Результаты голосования сравниваются по логике «ИЛИ» и поступают в устройства приоритетного управления по каждому критерию запуска систем безопасности. Таким образом, единичный отказ в одном шкафу TXS МО не приведет к невыдаче команды защиты на запуск систем безопасности в подсистеме УСБТ.

В каждой паре (основной-резервный) голосуется своя часть от общего количества сигналов на запуск систем безопасности. Эти сигналы распределены по каждой паре одного комплекта таким образом, чтобы различные сигналы, соответствующие одному и тому же исходному событию, попадали в различные пары. Таким образом, потеря одной пары приведет к потере только части сигналов на автоматический запуск систем безопасности в данном комплекте. Полученные команды на запуск систем безопасности от первого комплекта поступают в первый канал безопасности исполнительной части УСБТ, а от второго – во второй.

Каждый из комплектов инициирующей части А3 формирует сигналы аварийной защиты в соответствующий комплект исполнительной части А3. Совместно с комплектом исполнительной части комплект инициирующей части способен обеспечить выполнение функции аварийной защиты независимо от другого комплекта.

Оборудование предупредительной защиты также реализовано на базе программно-технических средств TELEPERM XS. Два комплекта подсистемы П3 являются идентичными и реализуют одни и те же критерии инициирования.

Оборудование инициирующей части А3, обеспечивающее реализацию функции аварийной защиты, и оборудование, обеспечивающее реализацию функций предупредительных защит, реализовано в разных шкафах, так как функции А3 и П3 относятся к разным категориям (категориям А и В соответственно). Отказ оборудования, обеспечивающего реализацию функций предупредительных защит, не влияет на работу оборудования, выполняющего функции аварийной защиты.

Сформированные в каждом комплекте сигналы П3 также поступают в соответствующий комплект исполнительной части А3-П3 отдельно по каждому роду защиты для дальнейшей мажоритарной обработки и формирования команд на управление приводами ОР СУЗ в СГИУ, где в зависимости от вида защиты обеспечивается соответствующий алгоритм и приоритет управления группами ОР СУЗ.

Возможность ручной инициализации срабатывания П3 и УП3 обеспечивается подачей команды от соответствующих кнопок на пульте оператора на БПУ.

Команды от кнопок поступают непосредственно в СГИУ, которая реализует формирование соответствующей команды управления приводами ОР СУЗ.

Предусмотрена возможность ручного формирования команд аварийной защиты оператором с пульта на БПУ или РПУ. Для этого на пультах на БПУ или РПУ предусмотрено по две кнопки АЗ. Сигналы АЗ от кнопок поступают непосредственно в шкафы ШПУ соответствующих комплектов исполнительной части АЗ. Схемотехнические решения исключают формирование ложных команд АЗ при единичных отказах в цепях формирования команд.

Задание уставок в подсистемах АЗ-УСБИ и ПЗ обеспечивается оперативно (для нейтронной мощности реактора) и неоперативно (для остальных параметров). В первом случае оператор на пульте управления на БПУ поканально при помощи блока задания уставок, входящего в состав АКНП, вводит значение уставки АЗ, необходимое по инструкции. Для остальных параметров в пределах каждого комплекта инициирующих частей подсистем АЗ, УСБИ и ПЗ значение уставки может производиться только поканально. Санкционированность проведения данной операции обеспечивается подачей команды от ключей «изменения режима работы соответствующего комплекта TXS АЗ-УСБИ» («изменения режима работы соответствующего комплекта TXS ПЗ» для подсистемы ПЗ), размещенных на панелях безопасности соответствующего канала УСБ. Напряжение 24 В при этом поступает в шкафы подсистем АЗ-УСБИ или ПЗ. В шкафах расположены специальные ключи «ПАРАМЕТРИЗАЦИЯ», обеспечивающие коммутацию напряжения 24 В на соответствующие служебные входы процессоров сбора и обработки информации. Возможность перевода в режим «ПАРАМЕТРИЗАЦИЯ» только одного канала обеспечивается программным путем в сервисной рабочей станции. Обслуживающий персонал, вызывая соответствующие функциональные диаграммы, может изменить значения уставок. Структура подсистемы запуска технологических средств безопасности в составе АЗ-УСБИ решает следующие задачи:

– дистанционного управления технологическими системами безопасности и контроля параметров послеаварийного мониторинга и НЭ;

– технологических защит и блокировок, формирования запрета управления с АРМ СВБУ при аварии;

– реализации приоритетного управления;

– выдачи информации и приема команд с панелей безопасности и от АРМ УСБ БПУ (РПУ) в части систем, совмещающих функции НЭ и безопасности.

Инициирующая часть УСБ конструктивно совмещена с аварийной защитой и реализована на платформе TXS, и все принципы и подходы, описанные выше для этой платформы и реализации АЗ, справедливы и для функций УСБИ. Основным отличием между функциями АЗ и УСБ является уровень приня-

тия решения (голосования) и исполнения команд. В случае УСБИ управление исполнительными механизмами функции приоритетного управления осуществляются через модули приоритетного управления. Целью такого способа управления является необходимость обеспечить на уровне исполнительных устройств (запорная арматура, регулирующие клапаны и пр.) работу СНЭ и СБ на соответствующих уровнях ГЭЗ.

Обобщенная структурная схема инициирующих и исполнительных частей подсистем АЗ, ПЗ, УСБИ представлена на рисунке 2.4.1.4.

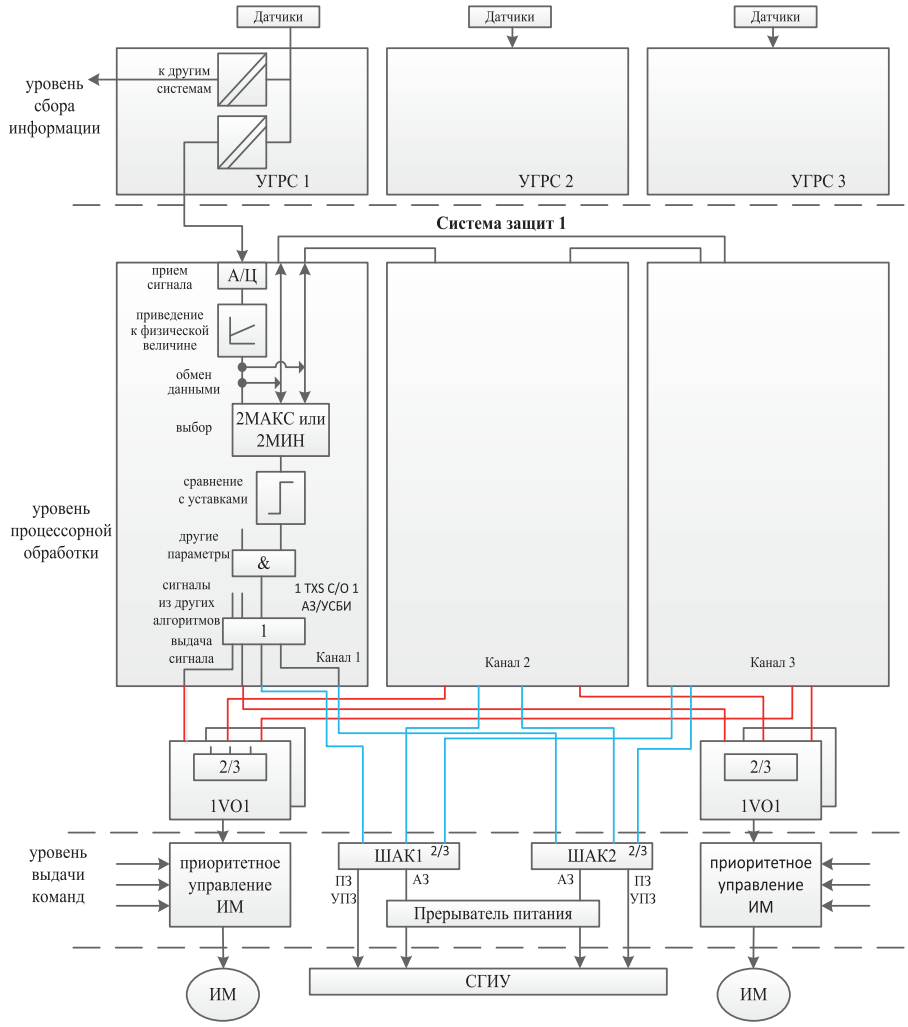


Рисунок 2.4.1.4
Обобщенная структурная схема инициирующих и исполнительных частей АЗ, ПЗ, УСБИ

Исполнительная часть АЗ

Для реализации функции аварийной защиты предусмотрены два комплекта исполнительной части АЗ. Каждый комплект исполнительной части связан с одним комплектом инициирующей части и расположен в отдельном помещении.

Структурная схема исполнительной части АЗ приведена на рисунке 2.4.1.5.

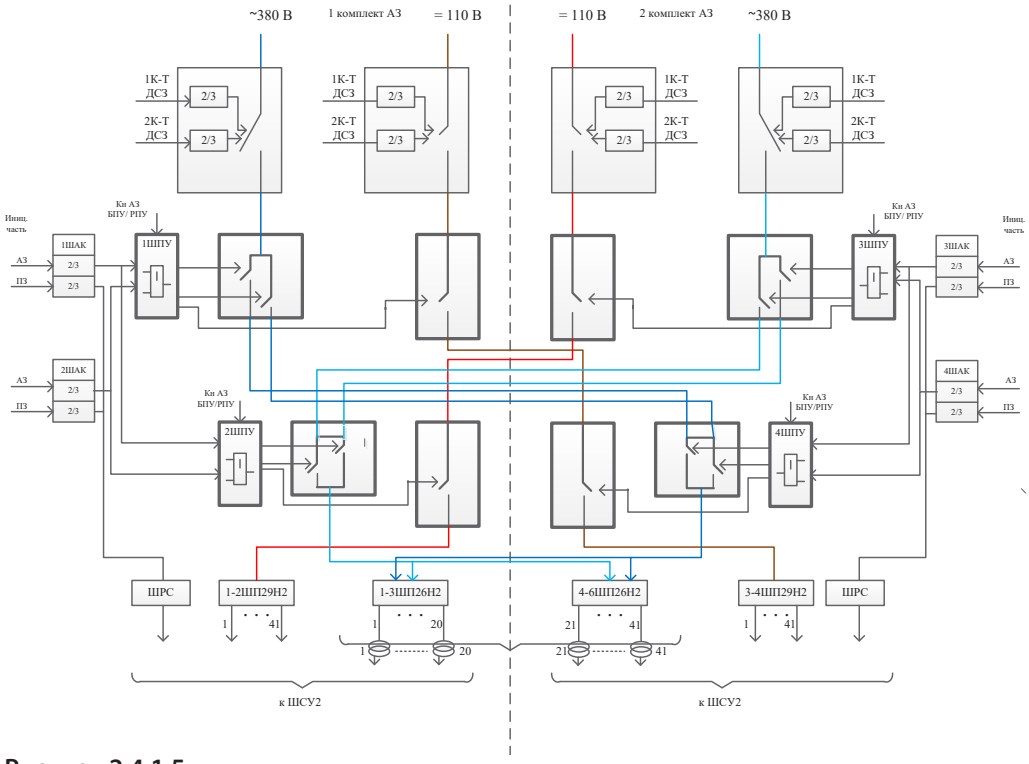


Рисунок 2.4.1.5
Структурная схема исполнительной части АЗ

Каждый комплект исполнительной части АЗ состоит из:

– двух шкафов ШАК, осуществляющих мажоритарную обработку по логике «два из трех» обобщенных сигналов АЗ, поступающих из соответствующего комплекта инициирующей части АЗ, и формирование исполнительных команд на срабатывание;

– двух прерывателей электропитания приводов органов регулирования (ОР), каждый из которых выполнен в виде шкафов ШП6 с отключающими

контакторами, и шкафов управления ШПУ, осуществляющими управления контакторами шкафов ШП6. Один из них отключает напряжение переменного тока, второй – напряжение постоянного тока;

– двух прерывателей электропитания приводов органов регулирования, управляемых от ДС3. Один из них отключает напряжение переменного тока, второй – напряжение постоянного тока. Каждый из них, в отличие от прерывателей тока, управляемых командами А3, имеет по два электромагнита отключения. Один электромагнит управляется от первого комплекта ДС3, второй электромагнит управляется от второго комплекта ДС3.

Таким образом исполнительная часть А3-П3 обеспечивает:

– реализацию срабатывания аварийной защиты при поступлении, по крайней мере, двух из трех обобщенных сигналов А3 от любого комплекта инициирующей части А3-П3, любого комплекта ДС3 или органов ручного управления на БПУ или РПУ путем снятия силового питания переменного и постоянного тока с приводов СУЗ;

– реализацию срабатывания предупредительной защиты при поступлении, по крайней мере, двух из трех обобщенных сигналов П3 (УП3, П3-1 и П3-2) от любого комплекта инициирующей части А3-П3 или от органов ручного управления на БПУ.

Кроме того, в СГИУ команда А3 формирует сигнал на отключение тиристоров устройств силового управления. Так как быстродействие тиристоров выше, чем быстродействие размыкания цепи питания приводов механическими силовыми контакторами, размыкание силовых контакторов питания приводов происходит без силовой нагрузки.

При перерыве питания или при снижении напряжения до 0,8 $U_{ном}$ на двух вводах переменного тока вся нагрузка переключается на сеть 110 В постоянного тока от аккумуляторной батареи. Батарея рассчитана на работу в течение 3 с. При этом в оборудование инициирующей части А3 формируется инициирующий сигнал аварийной защиты по потере силового электропитания переменного тока по двум вводам одновременно.

Исполнительная часть УСБТ

Управление исполнительными механизмами СБ-1,2 по автоматическим и дистанционным командам СБ-1,2, команд операторов с БПУ(РПУ) и СНЭ во всех предусмотренных проектом режимах работы энергоблока осуществляется через программно-технический комплекс приоритетного управления (ПТК ПУ).

Схема взаимодействия инициирующей части УСБТ с исполнительными механизмами приведена на рисунках 2.4.1.3–2.4.1.4.

Исполнительная часть УСБТ при нормальной эксплуатации осуществляет:

– непрерывный контроль исправности технических средств системы и периодические, с участием персонала, проверки ее функционирования;

– контроль за механизмами систем безопасности и представления информации оперативному персоналу;

– реализует локальные технологические защиты и блокировки нормальной эксплуатации систем, совмещающих функции нормальной эксплуатации и безопасности, и выдает управляющие воздействия на механизмы;

– контроль и управление оборудованием;

– автоматическое регулирование;

– при необходимости, дистанционное управление;

– прием задания от оператора режима работы резервированных агрегатов и авторегуляторов.

При возникновении аварийных ситуаций по сигналам параметров исходных событий исполнительная часть УСБТ работает по прямому назначению и реализует следующие функции:

– по инициирующим сигналам, получаемым из СУЗ-УСБТ, формирует управляющие воздействие на исполнительные механизмы;

– запуск ДГ и его ступенчатое нагружение;

– реализует необходимые приоритеты действий автоматики и оператора;

– выдает сигналы о состоянии механизмов в СВБУ;

– осуществляет контроль за выполнением заданных функций;

– запрещает управление с СВБУ и действие от локальных защит;

– при необходимости, дистанционное управление с панелей безопасности.

Исполнительная часть УСБТ реализована в виде двух комплексов, размещенных в помещениях каналов УСБТ.

В состав исполнительной части УСБТ входит:

– ПТК ПУ приоритетного управления (ПУ) оборудованием безопасности, состоящий из шкафов с модулями приоритетного управления;

– ПТК локальных защит (ЛЗ) оборудования, в которых на средствах ТПТС-ЕМ реализованы локальные защиты;

– первичные измерительные преобразователи;

– средства индивидуального контроля и управления, размещаемые на БПУ и РПУ;

– средства передачи команд и информации.

ПТК ПУ-1,2 обеспечивает:

– взаимодействие с системами, совмещающими функции безопасности с функциями нормальной эксплуатации в соответствии с принятыми соглашениями;

– передачу управляющих воздействий инициирующей части СУЗ-УСБТ на исполнительные механизмы систем безопасности, обеспечение приоритета команд от инициирующей части СУЗ-УСБТ командами дистанционного управления БПУ(РПУ) и над командами НЭ;

– передачу команд дистанционного управления от панелей СБ БПУ(РПУ) на исполнительные механизмы систем безопасности и обеспечение контроля состояния исполнительных механизмов систем безопасности на панелях СБ БПУ и РПУ;

– передачу управляющих воздействий локальных защит и блокировок, сформированных в ПТК ЛЗ, на исполнительные механизмы и обеспечение возможности дистанционного управления с РС СВБУ исполнительными механизмами и контроля состояния на РС СВБУ исполнительных механизмов систем безопасности.

Основным элементом ПТК ПУ является модуль приоритетного управления (МПУ). Он предназначен для применения в системах безопасности для индивидуального управления одним исполнительным механизмом (запорной арматурой, электродвигателем, электромагнитным клапаном, регулирующей арматурой) по автоматическим и дистанционным командам управления, поступающим от системы безопасности и от системы нормальной эксплуатации.

Модуль приоритетов принимает команды управления от СБ по проводным связям:

– автоматические команды от инициирующей части СБ;

– диверсной системы защит;

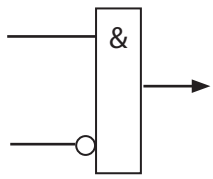
– дистанционные команды от панелей безопасности БПУ, РПУ.

Модуль приоритетов принимает команды управления от СНЭ по шинным связям (через шину EN, через модуль ЦМ-Е и шину ввода/вывода приборной стойки):

– защитные и автоматические команды от ПТК СНЭ;
– дистанционные команды от СВБУ.

Приоритет входных команд (аппаратуры TXS, панелей безопасности БПУ и РПУ, ПТК СНЭ, СВБУ) на выдачу выходных команд на исполнительный механизм через коммутационную аппаратуру в порядке убывания приведен на рисунке 2.4.1.6.

Кроме основной функции, связанной с обеспечением приоритетов управления исполнительным механизмом, модуль приоритетного управления выполняет и некоторые вспомогательные функции, связанные с тестированием аппаратных связей с аппаратурой TXS, контролем сигналов обратных связей от исполнительного механизма и коммутационной аппаратуры, формированием сигналов состояния и неисправностей исполнительного механизма и выдачу их на СВБУ, панели безопасности БПУ и РПУ, в аппаратуру TXS и в ПТК СНЭ.

Источник команды	Логика работы	Тип команды	Направление команды	Приоритет в порядке убывания	Примечание
Тестер функциональных модулей (ТФМ)		Дистанционная	Закрыть/Отключить Открыть/Включить Стоп	1	На НВАЭС при эксплуатации не используется (Используется при ПНР)
УСБТ		Автоматическая	Закрыть/Отключить	2	Передача команд от УСБТ, ДСЗ, панелей СБ БПУ/РПУ в модуль приоритетного управления выполнено проводными связями
			Открыть/Включить	3	
ДСЗ		Автоматическая	Закрыть/Отключить	4	
			Открыть/Включить	5	
Панель СБ БПУ/РПУ Запрет НЭ и ДУ БПУ/РПУ из УСБТ		Дистанционная	Дистанционная	6	

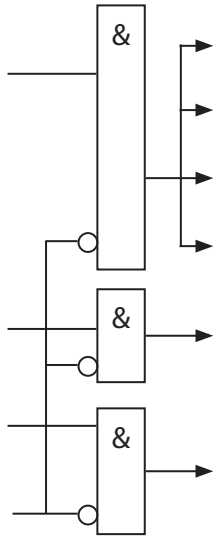
Источник команды	Логика работы	Тип команды	Направление команды	Приоритет в порядке убывания	Примечание
Команды СНЭ Защиты Р1, Р2, АУ СВБУ Панель СБ БПУ/РПУ Запрет НЭ из УСБТ		Защита Р1	Закрыть/Отключить	7	Передача команд от систем нормальной эксплуатации в модуль приоритетного управления выполнено по коммуникационной шине EN
		Защита Р2	Закрыть/Отключить	8	
		Защита Р2	Открыть/Включить	9	
		Автоматическая	Закрыть/Отключить Открыть/Включить	10	
		Дистанционная	Закрыть/Отключить Открыть/Включить Стоп		
		Дистанционная	Закрыть/Отключить Открыть/Включить		

Рисунок 2.4.1.6
Приоритеты управляющих команд, поступающих на модуль приоритетного управления

Кроме ПТК ПУ в составе каждого канала СБ имеется программно-технический комплекс локальных защит (ПТК ЛЗ).

ПТК ЛЗ-1,2 обеспечивают:

– формирование управляющих воздействий технологических защит и блокировок нормальной эксплуатации и выдачи их в ПТК ПУ-1,2 для сохранения оборудования систем безопасности при нарушениях в его работе при отсутствии исходных событий аварии;

– дистанционное управление исполнительными механизмами по командам, передаваемым через коммуникационную шину EN с РС СВБУ;

– реализация функций автоматического регулирования, относящихся к УСНЭ ВБ, и организация управления ими с панелей СБ, включая сигнализацию состояния;

– выполнения функций контроля и управления технологическими системами в составе СБ-1,2 АСУ ТП энергоблока.

ПТК ПУ и ПТК ЛЗ выдают через коммуникационную шину EN инициативно в СВБУ информацию для архивирования с присвоением метки времени значения технологических параметров, факте перехода значения технологического параметра через уставку, признаках недостоверности аналоговых сигналов, факте срабатывания защит и блокировок, дистанционных командах оператора, диагностическую информацию.

ПТК ПУ и ПТК ЛЗ обменивается информацией с СНЭ через коммуникационную шину EN.

Локальные защиты и блокировки механизмов системы безопасности реализуются в отдельных шкафах (ПТК ЛЗ). При технологических авариях данные защиты, а так же команды от СВБУ, блокируются автоматически командами от инициирующей части УСБТ.

Программно-технические комплексы приоритетного управления и локальных защит реализованы на ТПТС-ЕМ.

2.4.2 ДИВЕРСНАЯ СИСТЕМА ЗАЩИТ

В проекте АСУ ТП АЭС-2006 используется программируемые технические средства как в управляющих системах безопасности (СБ), так и в системах нормальной эксплуатации (СНЭ). Представление информации на блочном пункте управления (БПУ) реализовано на унифицированных программно-технических средствах системы верхнего блочного уровня (СВБУ). Эти решения обладают рядом преимуществ по сравнению с аналоговой техникой, включая самодиагностику, надежность, повышение точности, доступность в процессе эксплуатации, что облегчает работу оперативного персонала БПУ. Централизация контроля и управления осуществляется с мониторов рабочих станций на БПУ и резервном щите управления (РПУ). При этом резервирование управления с панелей РПУ осуществляется в полном объеме для СБ и в минимально достаточном объеме для СНЭ.

Однако наряду с преимуществами использования программируемых технических средств возрастает тяжесть последствий в случае отказа систем АСУ ТП по общей причине в результате ошибки в программном обеспечении (ПО).

2.4.2.1 Обоснование необходимости реализации ДСЗ

АСУ ТП АЭС-2006, управляющая система безопасности по технологическим параметрам (УСБТ), аварийных и предупредительных защит, реализована на программируемых технических средствах TELEPERM XS (TXS).

При рассмотрении влияния отказов на функционирование системы должны анализироваться и последствия отказов программного обеспечения.

Под ошибкой (отказом) программы понимают всякое невыполнение программой возложенных на нее функций.

Дефекты ПО являются систематическими, а не случайными, поэтому принцип единичного отказа не может быть отнесен к ПО системы также, как он применен к техническому обеспечению [3-4].

Следует признать, что абсолютно надежных программ не существует, так как абсолютная степень надежности не может быть теоретически доказана.

В настоящее время не существует признанного метода оценки вероятности или частоты отказов, возникающих из-за недостатков ПО.

Поэтому при проведении расчетов показателей надежности для двух комплектов программируемых средств УСБТ постулируется и в соответствии с рекомендациями НТЦ ЯРБ принята вероятность отказа 10^{-5}, вследствии чего требуемая по техническому заданию на СУЗ - УСБТ (вероятность $< 5 \times 10^{-7}$) не достигалась.

Возможность возникновения ООП из-за ПО должна рассматриваться уже при проектировании. Если постулированные условия возникновения отказа по общей причине(ООП) могут быть **спрогнозированы**, то для защиты ООП из-за применения ПО может потребоваться изменение проекта и **применение специальных средств защиты, включая разнообразие ПО** [4].

Если требуемая надежность превышает реально достижимую с применением ПО, то используются дополнительные независимые системы, каждая из которых способна выполнять назначенную функцию безопасности.

Российские и международные нормативные документы однозначно указывают, что надежную защиту от ошибок по общей причине (ООП), связанных с возможными ошибками в ПО, можно реализовать только на основе принципа разнообразия.

Для снижения вероятности отказа по общей причине рекомендуется применять сочетание программируемой и непрограммируемой техники (Программируемые логические интегральные схемы – ПЛИС).

Разнообразие как способ уменьшения вероятности отказа по общей причине

Разнообразие специально создается как защита от ООП. Оно может быть достигнуто наличием систем, которые физически отличаются одна от другой, либо с помощью функционального разнообразия, если аналогичные системы достигают установленной цели различными путями [3].

Анализ требований NUREG/CR-7007 «Diversity Strategies for Nuclear Power Plant Instrumentation and Control Systems» («Методы обеспечения разнообразия в АСУ ТП АЭС») с учетом опыта проектирования УСБ АЭС позволяет выделить шесть базовых направлений реализации принципа разнообразия:

– функциональное разнообразие;

– параметрическое разнообразие;

– проектное разнообразие:

• архитектурное разнообразие,

• алгоритмическое разнообразие;

– разнообразие, определяемое человеческим фактором;

– аппаратное разнообразие;

– программное разнообразие.

Несмотря на то, что разработка ПО УСБТ была выполнена в соответствии с требованиями стандарта МЭК 60880, убедительных доказательств невозможности отказа или оценки показателей надежности ПО разработчиком системы не были представлены.

В соответствии с ГОСТ Р ИСО/МЭК 9126-93 [5] оценка программной продукции, надежность программного обеспечения – это набор атрибутов, относящихся к способности программного обеспечения сохранять свой уровень качества функционирования при установленных условиях за установленный период времени.

Комиссия по ядерному регулированию США выпустила разъяснение, в котором ООП ПО определяется как результат множественных отказов, не выявляемых при проверках, и который надо относить к запроектной аварии (ЗПА).

Для реализации принципа разнообразия как одного из направлений по преодолению ООП необходимо наличие независимой от системы АЗ-УСБТ диверсной системы защиты (ДСЗ), реализованной на других технических

средствах. Эта система должна обеспечить перевод энергоблока в контролируемое и безопасное состояние для различных проектных исходных событий.

Решение о применении разнообразия (диверсификации) принималось с учетом положений: «Меры проекта по предотвращению отказа по общей причине связаны с архитектурой систем контроля и управления, которая включает, по крайней мере, две системы контроля и управления, выполняющие функции категории А. Доказательство того, что любая индивидуальная система контроля и управления не имеет ошибок, невозможно, и поэтому существование скрытых дефектов и связанных с ними механизмов срабатывания не может быть исключено в принципе».

В связи с этим постулирован ООП ПО как запроектная ситуация и принято решение о ее преодолении с вводом в проект диверсной системы защит.

ДСЗ в случае отказа инициирующей части системы АЗ-УСБТ или исполнительной части системы АЗ по общей причине должна обеспечивать выполнение следующих основных функций безопасности при наступлении проектных исходных событий режимов категории 2, 3, 4:

– аварийной остановки реактора и поддержания его в подкритическом состоянии;

– аварийного отвода тепла от реактора;

– удержания радиоактивных веществ в установленных границах.

Здесь рассматривается реализация компенсирующих мероприятий по устранению замечания экспертного заключения путем выполнения части функций на независимой системе защит.

Определение объема компенсирующих мероприятий

Для определения объема компенсирующих мероприятий организациями главного конструктора РУ и научного руководителя был выполнен анализ исходных событий с наложением ООП, приводящих к ЗПА с наиболее тяжелыми последствиям, с точки зрения выполнения функций безопасности и не удовлетворяющие критериям приемки для запроектных аварий без плавления топлива. Определены необходимые исполнительные механизмы, работу которых должны инициировать дополнительные сигналы. Разработаны алгоритмы диверсных защит для выполнения всех функций безопасности, действующие на останов реактора и реализующие функции УСБТ. Выполнены поверочные расчеты последствий развития исходного события с ООП с учетом работы дополнительных алгоритмов ДСЗ и действий персонала.

Алгоритмы защит, реализованных в ДСЗ, приведены в таблице 2.4.2.1.

Таблица 2.4.2.1
Алгоритмы формирования диверсной защиты на обесточивание РО СУЗ

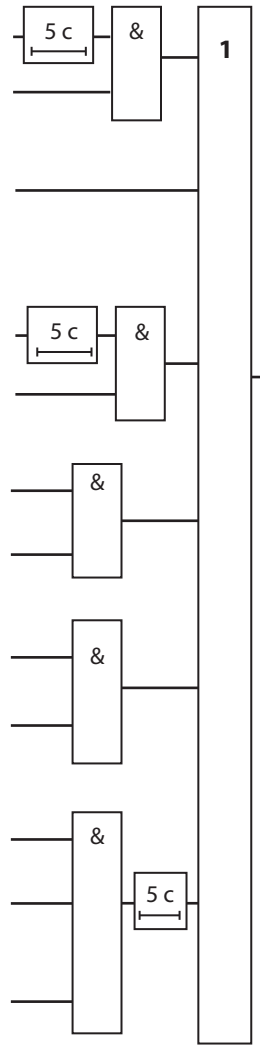
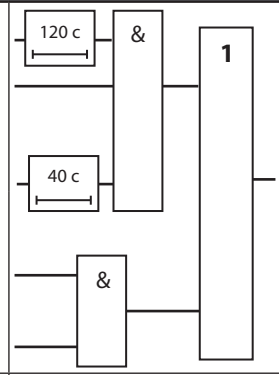
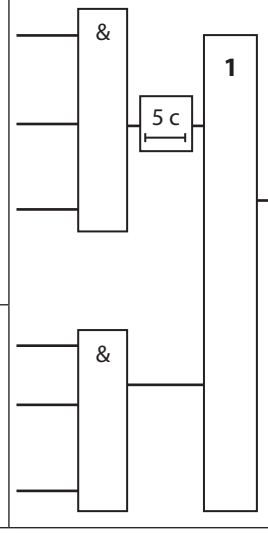
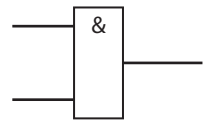
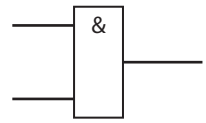
Наименование параметра	Уставка срабатывания	Логика	Защитное действие
1. Давление над активной зоной, более Температура в одной из горячих ниток петель, более	18,01 МПа 260 °С		Обесточивание приводов ПС СУЗ
2. Нейтронная мощность, более	110 % $N_{ном}$		
3. Давление над активной зоной, менее Нейтронная мощность, более	13,4 МПа 5 % $N_{ном}$		
4. Уровень в КД, менее Температура в одной из горячих ниток петель, более	3,6 м 150 °С		
5. Уровень воды в ПГ, менее Температура в одной из горячих ниток петель, более	($H_{ном}$ – 0,7) м 260 °С		
6. Давление в ПГ, менее Температура в одной из горячих ниток петель, более Разность температур насыщения 1 и 2 контуров данного ПГ, более	5,04 МПа 200 °С 70 °С		

Таблица 2.4.2.2
Алгоритмы формирования диверсных защит УСБТ

Наименование параметра	Уставка срабатывания	Логика	Защитное действие
7. Давление в ПГ, более Температура в одной из горячих ниток петель, более Расход на линии возврата конденсата САР ПГ, менее 8. Уровень воды в ПГ, менее Температура в одной из горячих ниток петель, более	8,0 МПа 150 °С 20 м³/ч ($H_{ном}$ – 0,975) м 150 °С		Обесточивание электромагнитов, удерживающих в закрытом состоянии воздушные затворы соответствующего канала СПОТ
9. Запас до кипения (разность между температурой насыщения и температурой в любой из четырех горячих ниток петель), менее	3 °С		Обесточивание электромагнитов, удерживающих в закрытом состоянии воздушные затворы, и открытие на полное сечение регулирующих устройств всех каналов СПОТ. Отключение всех ГЦНА
10. Давление в ПГ, менее Температура в одной из горячих ниток петель, более Разность температур насыщения первого контура и второго контура данного ПГ, более	5,04 МПа 200 °С 70 °С		Закрытие БЗОК соответствующего ПГ. Закрытие электроприводной арматуры: 1) на паропроводах соответствующих ПГ 2) перед БРУ-А 3) на линии питательной воды и продувки соответствующего ПГ Отключение ГЦНА соответствующей петли
11. Уровень воды в ПГ, более Температура в одной из горячих ниток петель, более Уровень в КД, менее	($H_{ном}$ + 0,5) м 150 °С 3,6 м		

Продолжение таблицы 2.4.2.2

Наименование параметра	Уставка срабатывания	Логика	Защитное действие
12. Уровень воды в ПГ, менее Температура в одной из горячих ниток петель, более	($H_{ном}$ – 0,975) м 150 °С		Закрытие БЗОК соответствующего ПГ Закрытие электроприводной арматуры на паропроводах соответствующих ПГ
13. Уровень воды в ПГ, менее Температура в одной из горячих ниток петель, более	($H_{ном}$ – 0,7) м 150 °С		Отключение ГЦНА соответствующей петли
14. Уровень в емкости САОЗ, менее	1,15 м		Закрытие быстродействующих задвижек на трубопроводах пассивной части САОЗ (гидроемкости первой ступени)
15. Давление (избыточное) под герметичной оболочкой, более	0,4 кПа		Закрытие локализующей арматуры на трубопроводах вентиляции
16. Давление (избыточное) под герметичной оболочкой, более	40 кПа		Закрытие локализующей арматуры на технологических трубопроводах

Всего разработано и обосновано 16 алгоритмов, реализация которых удовлетворяет критериям приемки, предъявляемых для запроектных аварий без плавления топлива в случае отказа по общей причине проектной СУЗ-УСБТ.

Для исключения рисков, связанных с надежностью применения других программируемых средств при выполнении принципа разнообразия, было принято решение реализации ДСЗ на непрограммируемых технических средствах.

Расчет вероятности отказа на требование при совместной работе СУЗ-УСБТ и ДС3 с учетом отказа ПО в двух комплектах и наложением отказа датчиков или устройств размножения сигналов в одном канале СБ составил $4{,}74 \times 10^{-7}$. Это удовлетворяет требованиям технического задания на СУЗ-УСБТ ($< 5 \times 10^{-7}$).

Описание диверсной системы защит

В каждом канале СБ устанавливается по одному одинаковому комплекту ДС3. В состав каждого комплекта входят по 3 шкафа комплекса средств автоматизации (КСА) ДС3 производства ООО «Московский завод "Физприбор"». Алгоритм 7 в таблице 2.4.2.2 реализован на не программируемых средствах (ПЛИС) TXS.

КСА ДС3 предназначен для:

– ввода и обработки аналоговых и дискретных сигналов от первичных преобразователей (датчиков) и смежных систем (аппаратуры контроля нейтронного потока, панелей БПУ, устройства для гальванической развязки сигналов (УГРС), программно-технических комплексов локальных защит (ПТК Л3) и TXS) для выдачи сигналов ООП и реализация функций защит на непрограммируемых средствах;

– представления на блочном пункте управления и в СВБУ энергоблока информации о контролируемых параметрах и состоянии частей комплекса с помощью непрограммируемых и программируемых средств.

В каждом шкафу реализован один канал защит с питанием от двух источников: постоянного и переменного тока.

Формирование логики «2 из 3» защит на останов реактора производится двумя выключателями прерывания питания ОР СУЗ по переменному и двумя по постоянному току.

Формирование логики «2 из 3» защит инициирующей части УСБТ производится в шкафах КСА и проводными связями передаются в существующую исполнительную часть УСБТ, ПТК приоритетного управления (далее ПТК ПУ) на модули приоритетного управления исполнительными механизмами (далее МПУ). Один МПУ управляет одним механизмом. Для исключения отказов МПУ по общей причине внутри МПУ реализован принцип разнообразия.

Распределение приоритетов выполнения команд защит УСБТ, реализованных в МПУ в порядке убывания:

– автоматическое управление от TXS (штатная работа при отсутствии отказа);

– от ДС3 (при отказе TXS (невыдаче команд));

– от ключей БПУ, РПУ;

– от систем управления нормальной эксплуатации.

При срабатывании ДС3 так же, как и при срабатывании TXS, накладывается запрет на 30 минут на выполнение команд оператора.

Для выполнения команд защит на останов реактора команды от TXS и ДС3 равно приоритетны.

В качестве источников аналоговых параметров для TXS и ДС3 используются существующие датчики. Для исключения влияния работы TXS и ДС3 выполнено гальванически разделенное размножение сигналов на имеющихся в составе СУЗ-УСБТ непрограммируемых модулях гальванического разделения в шкафах УГРС.

Такое решение было принято для обеспечения строгой последовательности работы вначале защиты на TXS, при отсутствии отказа, затем ДС3 из-за того, что уставки срабатывания защит TXS и ДС3 отличаются незначительно. В случае использования различных датчиков не исключается возможность срабатывания ДС3 раньше TXS, что может спровоцировать оператора на неправильные действия.

Например, в СУЗ-УСБТ уставка аварийной защиты по уровню в парогенераторах составляет $H_{ном}$ - 650 мм, а в ДС3 $H_{ном}$ - 700 мм. Отличие составляет менее трех погрешностей измерения, что при разных датчиках может привести к нарушению последовательности работы систем.

Таким образом основной причиной использования общих датчиков является необходимость обеспечения последовательности срабатывания вначале СУЗ-УСБТ затем ДДС3 при исправности обеих систем.

При этом в части выполнения функции АЗ системы ДС3 и СУЗ-УСБТ равно приоритетны. По отношению к управлению системами безопасности приоритет отдан командам СУЗ-УСБТ. В соответствии с алгоритмами ДС3 формирует команды на обесточивание приводов СУЗ для останова реактора, локализацию гермообъема и ввод в работу системы пассивного отвода тепла (СПОТ).

Реализация функций защиты на непрограммируемых средствах позволяет исключить из рассмотрения непредсказуемую надежность ПО и влияние на функцию защиты аспектов информационной безопасности. Расчеты надежности возможны для непрограммируемых технических средств, в том числе с учетом ООП, и невозможны для программного обеспечения.

КСА ДС3 основывается на следующих инновационных подходах:

– реализация алгоритмов защит на непрограммируемых средствах (логические вентили, счетчики, регистры и др.) без использования микроконтроллеров и ПЛИС любой степени интеграции;

– реализация непрограммируемыми средствами цифровой обработки аналоговых сигналов (преобразование шкал, фильтрация, 50 Гц, демпфирование, линеаризация, компенсация температуры холодного спая, необходимой коррекции значений параметров) посредством табличной обработки на микросхемах энергонезависимой памяти;

– периодическая автоматизированная проверка (опробование) основной доли оборудования, включая проверку алгоритмов, внутрисистемных линий связи, линий связи с исполнительными механизмами непрограммируемыми средствами;

– резервирование (троирование) не только датчиков, но и аппаратных средств реализации алгоритмов защит с возможностью опробования оборудования без вывода его из эксплуатации и без потери функции защит, на работающем энергоблоке;

– наличие внутренней резервированной локальной сети и резервированной сети связи с информационно-управляющей системой энергоблока для выдачи информации о дискретных и аналоговых сигналах, срабатывании системы, состоянии технических средств, при этом невозможность влияния программируемых сетевых средств на средства непрограммируемой логики обеспечивается аппаратно.

Встроенные средства проверки обеспечивают диагностику от выходов датчиков до линий связи с модулями управления исполнительными механизмами, входящими в УСБТ.

Построение системы

Структура системы (рисунок 2.4.2.1) предусматривает резервирование (троирование) не только датчиков, но и аппаратных средств реализации алгоритмов с возможностью опробования оборудования без вывода его из эксплуатации и без потери функции защит, на работающем энергоблоке.

Блоки сбора сигналов осуществляют ввод сигналов от датчиков (первичных преобразователей) и смежных систем.

Блоки сбора аналоговых сигналов на непрограммируемых средствах обеспечивают:

– ввод сигналов термопар, термометров сопротивления, унифицированных токовых сигналов;

– преобразование шкал, фильтрацию помехи промышленной частоты (50 Гц);

– демпфирование (с постоянной времени, настраиваемой в диапазоне 50 мс –10 с индивидуально для каждого входа блока);

– линеаризацию сигналов по стандартным (или нестандартным по согласованию с заказчиком) номинальным статическим характеристикам термопар и термометров сопротивлений (тип характеристики и диапазон сигналов задаются индивидуально для каждого входа блока);

– компенсацию температуры холодного спая термопар, коррекцию уровня;

– сравнение с уставкой на повышение или понижение с регулируемой зоной возврата (зона возврата задается индивидуально для каждой уставки и может быть любой в пределах диапазона входных сигналов);

– при необходимости питание датчиков с индивидуальной гальванической развязкой источников питания.

Вычисление рассогласований аналоговых сигналов и контроль диапазонов сигналов осуществляются программируемыми средствами с помощью микроконтроллеров функциональных блоков и концентраторов (промышленных ЭВМ).

Сбор дискретных сигналов от аппаратуры контроля нейтронного потока предусматривает ввод сигналов типа «сухой контакт» с обеспечением питания датчиков и мажоритарную обработку по логике «2 из 4».

Логическая обработка сигналов предусматривает:

– мажоритарную обработку по логике «2 из 3» («2 из 4»),

– логические вентили (И, ИЛИ, НЕ),

– выдержку времени.

Каждый из аналоговых сигналов вводится от трех одноименных датчиков в три шкафа ДСЗ. В шкафах ДСЗ (в блоках сбора и обработки унифицированных сигналов тока) каждый сигнал подвергается обработке: фильтрации помехи частотой 50 Гц, демпфированию, коррекции, компенсации температуры холодного спая, сравнению с уставкой с учетом зоны возврата.

Результаты сравнения с уставкой из каждого шкафа раздаются в два других шкафа и подвергаются в каждом шкафу мажоритарной обработке «2 из 3» (в блоках мажоритарной логики «2 из 3», логической обработке и в блоках управления силовыми ключами) для формирования команды на обесточивание ОР СУЗ. Сформированные команды поступают на силовые ключи – «сухие» контакты (блоки силовых ключей). Указанная обработка реализована в трех шкафах одинаково. На силовых ключах реализована мажоритарная обработка «2 из 3».

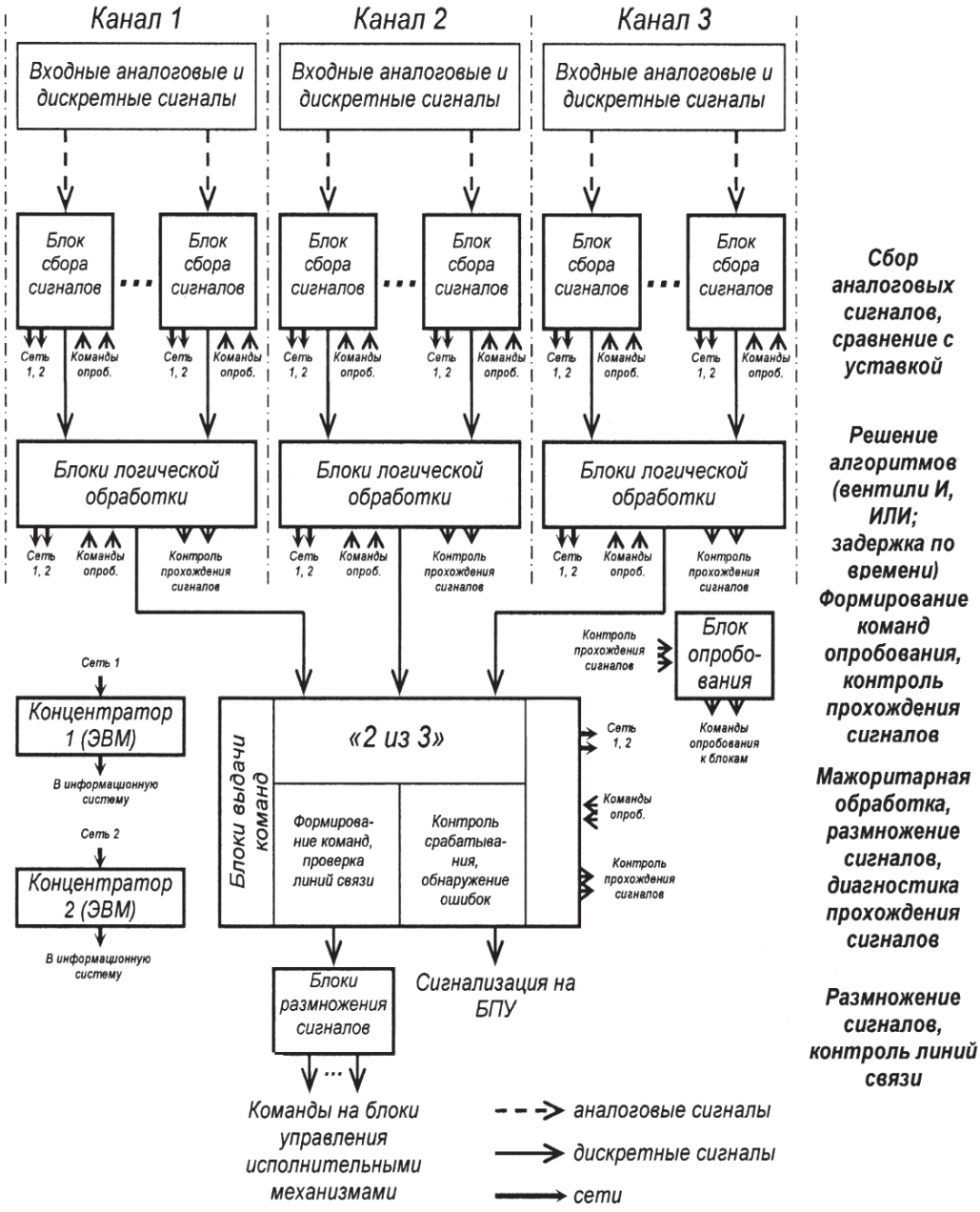


Рисунок 2.4.2.1
Структурная схема КСА ДСЗ

Работа алгоритма ДС3

Пример структуры алгоритма ДС3 по управлению исполнительными механизмами на примере защиты парогенератора показан на рисунке 2.4.2.2.

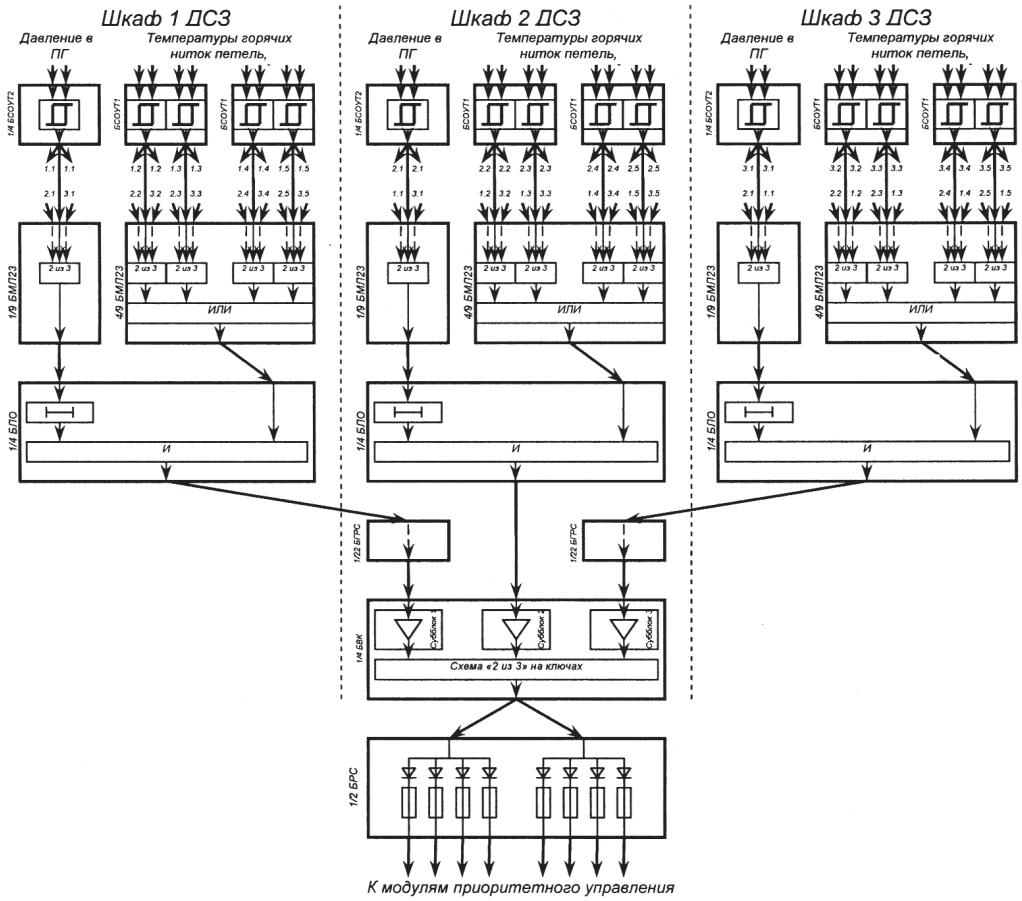


Рисунок 2.4.2.2
Структура алгоритма ДС3 по управлению исполнительными механизмами

Каждый из аналоговых сигналов вводится от трех одноименных датчиков в три шкафа ДС3. В шкафах ДС3 каждый сигнал подвергается обработке: фильтрации помехи частотой 50 Гц, демпфированию, коррекции уровня, компенсации температуры холодного спая, сравнению с уставкой с учетом зоны возврата.

Результаты сравнения с уставкой из каждого шкафа раздаются в два других шкафа и подвергаются в каждом шкафу мажоритарной обработке «2 из 3» и логической обработке для формирования команды. Указанная обработка реализована в трех шкафах одинаково.

Сформированные команды поступают на блоки выдачи команд (БВК). Команда на выходе БВК формируется по логике «2 из 3» на схеме 6 ключей (оптореле). Команда размножается на несколько модулей приоритетного управления (МПУ) на диодном размножителе блоков размножения сигналов БРС. Один выход БРС подключается к одному или более МПУ.

Сбор аналоговых и дискретных сигналов с технических средств комплекса и их выдачу в СВБУ в две взаиморезервирующих локальных сети осуществляют микроконтроллеры, встроенные в функциональные блоки.

Локальные сети работают под управлением двух взаиморезервирующих концентраторов – промышленных ЭВМ. Концентраторы установлены непосредственно в шкафах комплекса. Предусматривается два взаиморезервирующих концентратора. Концентраторы реализуют следующие программные функции:

– сбор и обработку сигналов от оборудования ДСЗ по двум взаиморезервирующим локальным сетям;

– проверку рассогласования одноименных аналоговых сигналов, проверку диапазонов сигналов с целью обнаружения отказов узлов аналого-цифрового преобразования блоков и/или датчиков;

– диагностику аппаратных и программных средств комплекса;

– передачу в информационную систему энергоблока информации о состоянии технологического процесса и технических средств.

Взаимодействие штатной и диверсной систем защит

Схема взаимодействия штатной и диверсной системы защит приведена на рисунке 2.4.2.3.

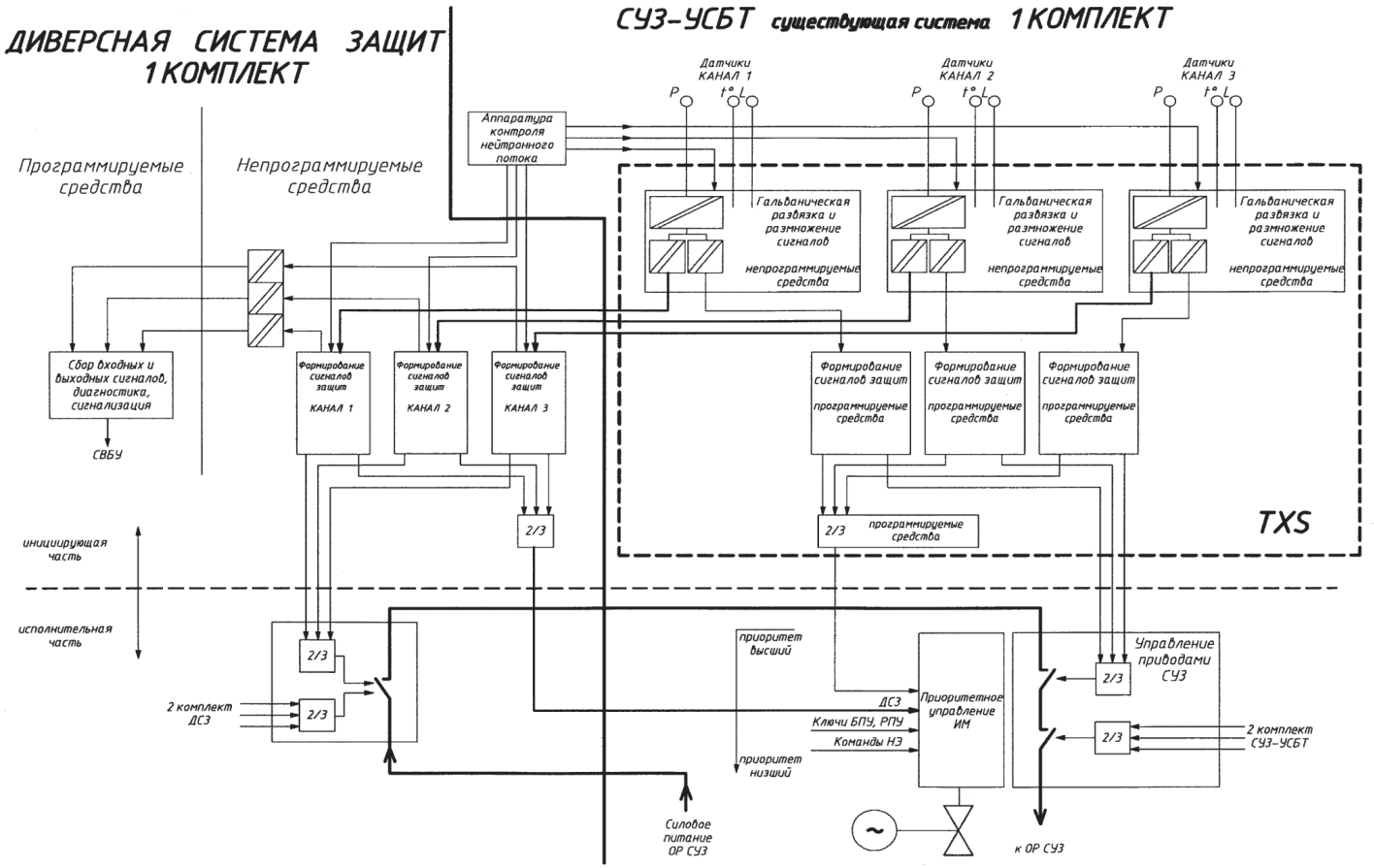


Рисунок 2.4.2.3
Схема взаимодействия штатной и диверсной систем защит

В качестве исполнительного механизма для снятия напряжения с ОР СУЗ используются выключатели с двумя независимыми соленоидами. На каждый соленоид действует команда от одного комплекта ДСЗ. Выключатели, управляемые ДСЗ, включены последовательно с штатными выключателями. Таким образом действие команд на останов реактора от защит ДСЗ и штатной СУЗ равно приоритетны. Формирование команды на отключающий соленоид по логике «2 из 3» производится проводными связями из 6 команд из блоков силовых ключей (по 2 из каждого канала) на клеммах соленоида.

Управление исполнительными механизмами осуществляется через имеющиеся модули приоритетного управления. Причем более высокий приоритет имеют команды штатной СУЗ-УСБТ, так как уставки срабатывания защит штатной УСБТ ниже уставок работы защит ДСЗ, при отсутствии отказа по общей причине управление осуществляется от штатной УСБТ, а при ее отказе управление осуществляется от ДСЗ.

Выводы

1. Реализация принципа разнообразия в виде создания ДСЗ, реализованной без применения ПО, является эффективным средством преодоления ООП.

2. Применение непрограммируемых средств в УСБТ совместно с программируемыми позволяет получить требуемые доказуемые показатели надежности и реализовать все нормативные требования к системам защит, выполняющих функции защит безопасности.

2.4.3 БЛОЧНЫЙ И РЕЗЕРВНЫЕ ПУНКТЫ УПРАВЛЕНИЯ

Для организации централизованного контроля и управления энергоблоком проект предусматривает блочный и резервный пункты управления.

Блочный пункт управления (БПУ) является основным местом управления энергоблоком и предназначен для контроля и управления технологическим оборудованием систем нормальной эксплуатации и систем безопасности во всех проектных режимах работы энергоблока, включая аварии.

Резервный пункт управления (РПУ) используется при невозможности управления с блочного пункта (например, из-за пожара на БПУ).

С РПУ осуществляется выполнение ограниченного набора функций:

– управление системами безопасности;

– перевод и удержание реактора в подкритическом состоянии;

– организация отвода тепла от реактора;

– контроль состояния реакторной установки и систем безопасности;

– управление системами противопожарной защиты.

Взаимное размещение БПУ и РПУ относительно друг друга (таблица 2.4.3.1), а также специальные проектные решения делают невозможным потерю БПУ и РПУ по общей причине.

Таблица 2.4.3.1
Месторасположение БПУ и РПУ

Наименование пункта управления	Месторасположение		
	Здание	Отметка	Помещение
БПУ	UJA	+ 3,60	UBB13R011
РПУ	UJA	+7,75	UBB17R002

В проекте исключена возможность одновременного управления с БПУ и РПУ. На РПУ установлен переключатель «Выбор БПУ/РПУ», цепи которого постоянно контролируются – с информированием персонала при возникновении неисправностей.

В помещениях БПУ и РПУ установлены видеокамеры системы регистрации действий оперативного персонала.

БПУ и РПУ обеспечены условиями для работы персонала как в условиях нормальной эксплуатации, так и в аварийных ситуациях. Для этого предусмотрены системы кондиционирования воздуха в помещениях БПУ/РПУ и системы жизнеобеспечения БПУ/РПУ.

Непосредственно рядом с БПУ (рисунок 2.4.3.1) расположен центр технической поддержки (ЦТП), предназначенный для привлечения дополнительно-

го персонала при нештатных и аварийных ситуациях. При необходимости через ЦТП осуществляется связь с внешними организациями для решения диагностических задач высокой степени сложности.

Для операторов БПУ предусмотрена комната отдыха UBB13R014 со всем необходимым инвентарем, где они могут принимать пищу.

2.4.3.1 Блочный пункт управления

Концепция БПУ энергоблока НВАЭС-2 предполагает использование как компьютерного способа управления, так и традиционного способа, основанного на индивидуальных средствах.

При нормальной эксплуатации и нарушениях режима нормальной эксплуатации операторы контролируют и управляют оборудованием блока, используя один интерфейс – мониторы рабочих станций.

При аварийных ситуациях контроль и управление системами безопасности осуществляется с панелей безопасности с помощью индивидуальных аппаратных средств, приборов и табло. Для возможности быстрого обзора состояния оборудования и параметров в переходных режимах предусмотрены панель СУЗ и экран коллективного пользования (ЭКП), с помощью которых все операторы, пользуясь единой информацией, могут быстро оценить ситуацию.

Для останова блока (в случае отказа СВБУ более двух часов по общей причине) предусмотрена резервная зона, включающая панели реакторного отделения, турбинного отделения и электрической части. На этих панелях осуществляется контроль и управление технологическими системами, наиболее важными для безопасной эксплуатации АЭС в ограниченный двумя часами период времени с последующим остановом блока, реализуемый на индивидуальных аппаратных средствах, приборах и табло.

Управление с помощью традиционных средств и с мониторов равноприоритетны.

Компоновка БПУ, представленная на рисунке 2.4.3.1, включает три зоны:

– зону оперативного управления;

– зону НСБ;

– зону неоперативного управления.

Зона оперативного управления предназначена для контроля и управления основным оборудованием первого и второго контуров, а также электрической частью энергоблока.

В зоне оперативного управления энергоблоком размещается постоянный дежурный персонал:

– операторы реакторного отделения (ВИУР, НС РЦ);

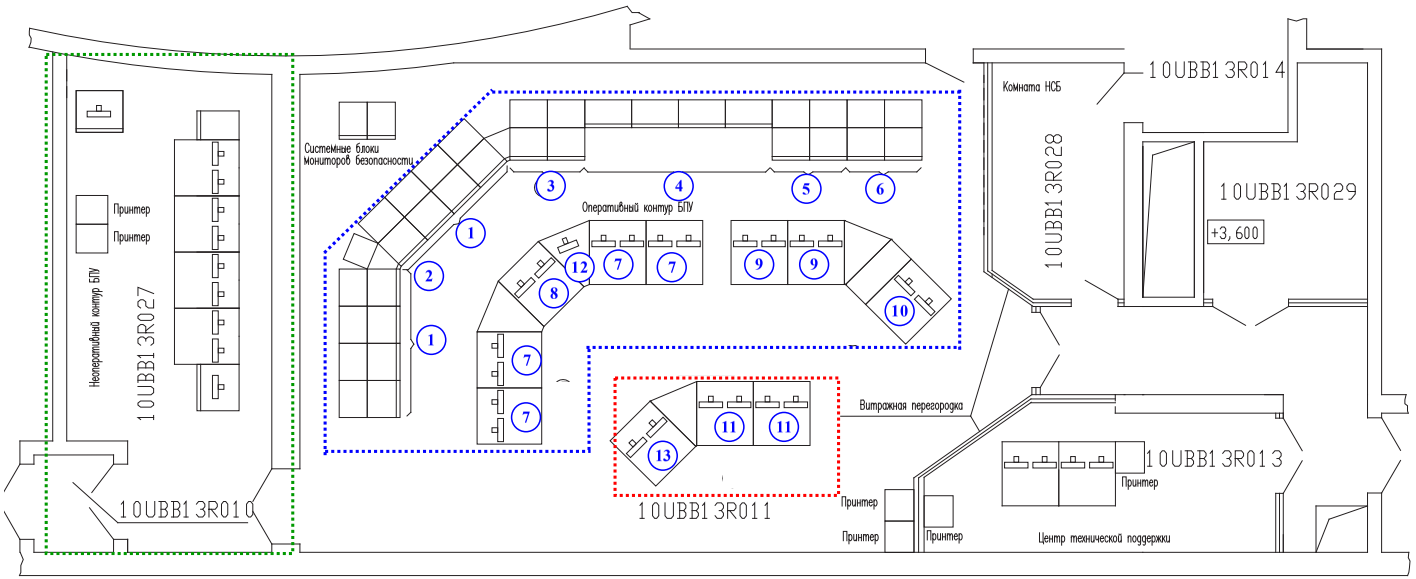
– операторы турбинного отделения (ВИУТ, НС ТЦ).

Для управления оборудованием электрической части энергоблока присутствие на БПУ постоянного оператора – специалиста по электрической части не предусматривается. Общий надзор за состоянием электрической части осуществляют оператор ТО и НСБ. Все переключения в этой части выполняет вызываемый специалист-электрик из состава смены электроцеха, а при необходимости в аварийных ситуациях – НСБ.

Рабочие места ВИУРа и ВИУТа по управлению системами нормальной эксплуатации реакторного и турбинного отделений организованы однотипно: каждое рабочее место содержит двухдисплейные рабочие станции (РС). Каждая рабочая станция имеет один комплект органов управления (трекбол+клавиатура).

На рабочем месте ВИУРа, кроме четырех двухдисплейных РС АРМ РО (позиция 7 на рисунке 2.4.3.1), находится также одна двухдисплейная рабочая станция, предназначенная для реализации функций мониторного управления КЭ СУЗ и представления информации по КЭ СУЗ и СВРК (позиция 8 на рисунке 2.4.3.1).

Указанная рабочая станция (АРМ КЭ СУЗ) может работать в 3 режимах: в режиме представления информации от КЭ СУЗ, в режиме представления информации от СВРК, в режиме один монитор – на КЭ СУЗ, второй монитор – на СВРК. В случае выхода одного из мониторов из строя, на втором мониторе отображается обобщенный видеокадр КЭ СУЗ-СВРК с деградацией функций.



Зона оперативного управления

Зона НСБ

Зона неоперативного управления

1. Панели СБ-1,2
2. Панель СУЗ
3. Панели РО НЭ
4. ЭКП
5. Панели ТО
6. Панели ЭЧ

7. АРМ РО (4 двухдисплейных РС)
8. АРМ КЭ СУЗ и СВРК (1 двухдисплейная РС)
9. АРМ ТО (2 двухдисплейных РС)
10. АРМ ЭЧ и пульт генератора

11. АРМ НСБ (2 двухдисплейных РС)
12. Имитатор реактора
13. РС системы промтелевидения и СКУ ПЗ

Рисунок 2.4.3.1
Компоновка БПУ

Перед дисплеями АРМ КЭ СУЗ находится пультовая приставка 1°CWA09, которая используется для размещения (рисунок 2.4.3.2):

– ключей группового и индивидуального управления ОР СУЗ,

– ключа «Включение/отключение автоматического регулятора мощности реактора»;

– кнопок «АЗ», «УПЗ», «ПЗ-1», «Взвод АЗ»;

– блоков задания уставок АКНП.

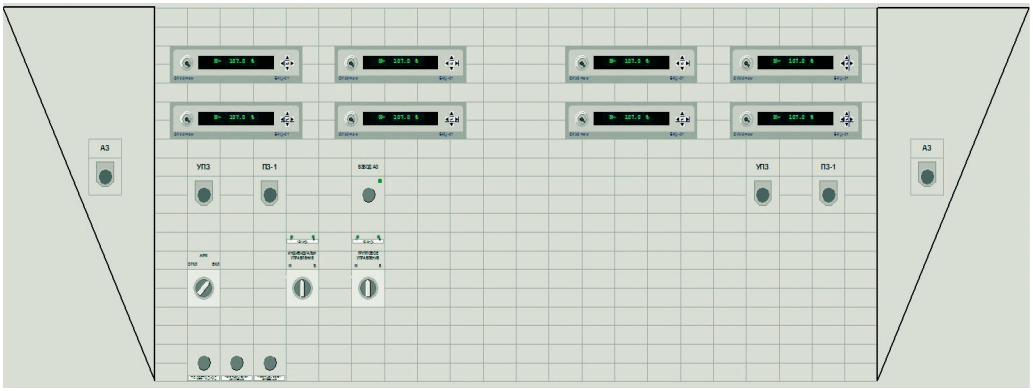


Рисунок 2.4.3.2
Пультовая приставка 10CWA09

На угловой вставке 10CWA12 на рабочем месте ВИУРа размещен монитор имитатора реактора (позиция 12 на рисунке 2.4.3.1).

В зоне НСБ размещается рабочее место начальника смены блока. Рабочее место НСБ состоит из двух двухдисплейных рабочих станций, включенных в состав СВБУ; рабочей станции системы промтелевидения и СКУ ПЗ; а также оборудования связи.

Оборудование системы промышленного телевидения в составе рабочего места НСБ предназначено:

– для наблюдения за технологическим процессом и состоянием оборудования энергоблока с целью визуального контроля и раннего обнаружения аварийных ситуаций с видеодокументированием их развития во всех предусмотренным проектом случаях;

– для проведения поисковых и аварийно-спасательных работ на энергоблоке;

– для информационной поддержки персонала.

Оборудование связи в составе рабочего места НСБ – основной центр по организации связи со всеми внешними (контролирующие и административные органы, энергосистема) и внутренними абонентами. Здесь организовано максимальное количество устройств прямого вызова (кнопки).

На всех остальных рабочих местах БПУ располагаются телефоны связи только в пределах площадки энергоблока с подчиненным оперативным персоналом и с ограниченным количеством устройств прямого вызова (15–20 кнопок).

Зона неоперативного управления предназначена для контроля и управления системами спецводоочистки, вентиляции, пожаротушения, СВРК, СКУД. Выделение неоперативного контура управления с организацией здесь самостоятельных рабочих мест снимает часть нагрузки с основных операторов РО и ТО по управлению вспомогательными системами. Это позволяет им уделять больше внимания обеспечению безопасности энергоблока и ведению основного технологического процесса по выработке электроэнергии.

На НВАЭС-2 в зоне неоперативного управления энергоблоком размещается постоянное рабочее место инженера по управлению СВО, организованное на базе двухдисплейных рабочих станций.

Панели безопасности (ПБ)

Панели 1 и 2 каналов безопасности идентичны и состоят из секций. Для каждого канала безопасности предусмотрено четыре секции. Проект НВАЭС-2 не предусматривает отдельных секций ПБ для управления тяжелыми авариями.

Секция ПБ относится к оборудованию класса безопасности 2У по НП-001-15.

Секция представляет собой (рисунок 2.4.3.3) вертикальную конструкцию высотой 2,2 метра с пультовой наклонной приставкой. На вертикальной и наклонной рабочей плоскости секции ПБ размещаются мозаичные панели контроля и управления.

ОМС РО – объединенная мнемосхема реакторного отделения
ПБ – панели безопасности

Рисунок 2.4.3.3
Панели систем безопасности и ОМС реакторного отделения

Секция ПБ предназначена для:

– индивидуального управления оборудованием защитных, локализующих и обеспечивающих систем безопасности;

– индивидуального контроля технологических параметров;

– технологической сигнализации, включая сигнализацию о выборе пункта управления (БПУ/РПУ), о неисправностях технических средств УСБТ, срабатывания АЗ, ПЗ, УПЗ, режимов работы инициирующей и исполнительной частей АЗ-ПЗ УСБТ, АКНП, СИАЗ и СВРК.

Секция ПБ обеспечивает:

– передачу и прием по проводным цепям команд и дискретных сигналов о состоянии технологического оборудования;

– представление информации персоналу АЭС о состоянии технологического оборудования с помощью цифровых и дискретно-аналоговых измерительных приборов, единичных индикаторов, транспарантов сообщений аварий-

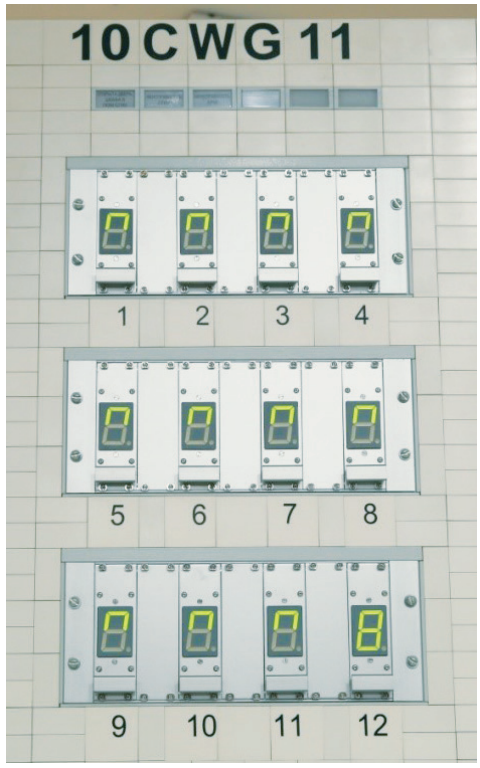
ной и предупредительной сигнализации, пассивных мнемосимволов и звуковой сигнализации;

– представление информации персоналу АЭС об основных параметрах безопасности на жидкокристаллическом мониторе.

Фасады панелей систем безопасности выполняются путем выделения специальных зон расположения средств контроля и управления в привязке к конкретным технологическим системам, руководствуясь при этом способом группировки по функциональному признаку.

На вертикальной части ПБ располагается ограниченный набор «аварийного КИП» – индивидуальных приборов с расширенными диапазонами контроля, а также показывающие приборы для контроля нейтронного потока.

На пультовой части ПБ размещены кнопки дублирования срабатывания основных функций СКУ. С помощью этих кнопок оператору предоставляется возможность осуществить запуск основных ФСКУ при возникновении отказов или неисправностей в схемах запуска этих функций в автоматическом режиме.



Между секциями ПБ первого канала СБ и секциями ПБ второго канала СБ расположена угловая вставка СУЗ. На ней располагаются (рисунок 2.4.3.4):

– в верхней части – табло с сигналами о неисправностях СГИУ;

– в средней части панели в зоне располагаются обобщенные индикаторы, представляющие грубо (по зонам) положения 12 групп органов регулирования СУЗ.

Рисунок 2.4.3.4
Внешний вид панели СУЗ

2.4.3.2 Резервный пункт управления

Резервный пункт управления (рисунок 2.4.3.5) имеет такую же конструкцию и структуру зоны безопасности, как и панели безопасности БПУ. Угловая вставка СУЗ расположена на РПУ между панелями безопасности двух каналов систем безопасности аналогично тому, как это сделано на БПУ. На рабочих местах операторов расположены две двухдисплейные рабочие станции: АРМ РО и АРМ ТО.

Кроме того, на РПУ находится рабочая станция СКУ ПЗ (рис. 2.4.3.5).

Рисунок 2.4.3.5
Компоновка РПУ

Список литературы к главе 2

1. НП-001-15. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций.

2. ГОСТ Р МЭК 61226-2011. Атомные станции. Системы контроля и управления, важные для безопасности. Классификация функций контроля и управления. ПРИКАЗ от 26 сентября 2011 года № 336-ст Федеральное агентство по техническому регулированию.

3. ГОСТ Р МЭК 60880-2011. Атомные электростанции. Системы контроля и управления важные для безопасности. Программное обеспечение компьютерных систем, выполняющих функции категории А. Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 ноября 2010 г. № 739-ст.

4. ГОСТ Р-МЭК 62340-2011. Атомные станции. Системы контроля и управления, важные для безопасности. Требования по предотвращению отказов по общей причине. – С. 6-14.

5. ГОСТ Р ИСО/МЭК 9126-93. Информационная технология. Оценка программной продукции. Характеристики качества и руководства по их применению.

6. МЭК-61226. Атомные станции. Системы контроля и управления важные для безопасности. Классификация функций контроля и управления.

7. С.А. Андрушечко, Б.Ю. Васильев, К.Б. Косоуров, Ю.М. Семченко, А.Ю. Кучумов, В.Ф. Украинцев, Б.Ю. Фаворов. ВВЭР-1200 Эволюция классики. Физические основы эксплуатации, системы и элементы, ядерное топливо, безопасность. – М., Логос, 2019.– 672 с., ISBN 978-5-98704-852-8.

3 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА УПРАВЛЕНИЯ ЗПА

3.1 Требования к дополнительным техническим средствам по управлению ЗПА

В соответствии с требованиями п. 2.5 НП-001-15 в проекте АС должны быть предусмотрены системы (элементы) важные для безопасности, включая системы (элементы), предусматриваемые в проекте АС для управления авариями в течение первых трех суток после возникновения исходного события аварии (либо в течение иного установленного в проекте АС временного интервала, который должен составлять не менее трех суток).

Проект Нововоронежской АЭС-2 разрабатывался в соответствии с НП-001-98, в которых аналогичное требование отсутствовало.

В связи с событиями в марте 2011 года на АЭС «Фукусима» в ОАО «Концерн Росэнергоатом» были созданы штабы и рабочие группы по подготовке перечней сценариев возможного развития аварий с ответными мероприятиями, исключающими воздействие последствий аварий на население и окружающую среду. Выполнены анализы и подготовлен перечень сценариев возможного развития аварий на российских АЭС.

В начале 2012 года была организована аналогичная работа для строящихся энергоблоков.

Были проведены:

– дополнительная оценка достаточности проектных технических решений, эффективности систем безопасности, надежности барьеров глубокоэшелонированной защиты для обеспечения безопасности АЭС при возникновении экстремальных внешних воздействий, которые предусмотрены проектом;

– оценка эффективности и достаточности предусмотренных на площадке АЭС технических средств и организационных мер превентивного характера при угрозе появления экстремальных внешних воздействий;

– оценка эффективности и достаточности предусмотренных на площадке АЭС технических средств и организационных мер по управлению тяжелыми запроектными авариями и снижению их последствий;

– оценка безопасности АЭС при возникновении экстремальных внешних воздействий, превышающих предельные значения, предусмотренные проектом АЭС.

Анализ безопасности был проведен для следующих условий возникновения:

– полное обесточивание АЭС (полная потеря всех источников переменного тока, включая аварийные);

– потеря всех водных конечных поглотителей тепла;

– сочетание указанных выше событий.

Указанные события рассматривались в условиях с течью первого контура и без течи первого контура.

Выполнен расчет в целях определения времени до повреждения топлива при исходном событии с прекращением отвода тепла. Показано, что при наихудшем сценарии (реактор разуплотнен, топливо не выгружено, уровень в реакторе снижен) время до начала оголения топлива составляет 64,3 часа.

Результаты выполненных анализов и оценок и предлагаемые технические средства были приведены в соответствующем отчете о проведении анализа безопасности Нововоронежской АЭС-2 при экстремальных внешних воздействиях. Было показано, что для аварии с потерей всех источников переменного тока при работе РУ на мощности для исключения повреждения топлива в реакторе в течение длительного времени вплоть до восстановления электроснабжения энергоблока оперативному персоналу необходимо на интервале времени не более 24 ч с момента начала аварии (максимальное время, в течение которого обеспечено надежное питание от аккумуляторов систем контроля и управления энергоблоком) перевести СПОТ в режим расхолаживания.

Для остальных аварий введение в действие не позднее 24 ч с момента начала аварии альтернативного промконтура, обеспечивающего за счет использования мобильного ДГ и мобильной градирни с вентилятором подачу воды в БВ и реактор с расходом, соответственно, 50 м^3/ч и 270 м^3/ч от одного насоса охлаждения БВ, а также в холодные нитки ГЦТ с расходом 2 х 14,5 м^3/ч

от двух насосов аварийного ввода бора из приямка ЗО с температурой, не превышающей 70 ^{0}С, обеспечит надежное охлаждение РУ, БВ и ЗО в течение неограниченного времени.

Для ситуаций, связанных с длительным задымлением площадки НВАЭС-2 (при обширном горении прилегающих к площадке АЭС лесов), генеральным проектировщиком предложен вариант обеспечения обитаемости БПУ/РПУ в условиях чрезвычайных ситуаций при помощи дополнительной баллонной станции системы жизнеобеспечения.

На основании указанного отчета АО «Концерн Росэнергоатом» было разработано «Решение о дополнении проекта Нововоронежской АЭС-2 техническими средствами по управлению запроектными авариями», в соответствии с которым проект дополнен следующими средствами для управления ЗПА:

– альтернативная дизельная электростанция с воздушным охлаждением;
– альтернативный промконтур с воздушной градирней;
– передвижная насосная установка для подачи воды от внешних источников;
– кабельные линии для оперативного подключения потребителей, использующихся для управления ЗПА.

Производительность дополнительных технических средств была определена на основе проведенных расчетных анализов режимов с потерей всех источников переменного тока и одновременной течью теплоносителя первого контура.

3.2 Управление, контроль и регистрация информации при ЗПА

С целью информационной поддержки оперативного персонала при управлении аварией и проведении послеаварийных мероприятий на энергоблоках №1 и №2 Нововоронежской АЭС-2 реализован аварийный КИП (АКИП).

АКИП представляет собой технические средства, обеспечивающие измерение и отображение информации о состоянии энергоблока в процессе протекания аварии и в послеаварийный период (в данном документе под аварией понимается только ЗПА).

Информационная поддержка осуществляется путем представления оперативному персоналу информации о значениях ключевых параметров энергоблока с целью обеспечения того, чтобы оперативный персонал мог предпринимать эффективные меры по управлению аварией и чтобы вспомогательный персонал, пребывающий для оказания помощи, был надлежащим образом информирован.

Исходя из назначения, АКИП обеспечивает персонал АЭС информацией для управления ЗПА (уровни 3, 4 ГЭЗ), включающего в себя:

– предотвращение развития ЗПА (перехода аварии в тяжелую стадию) и ослабление их последствий (в случае перехода в тяжелую стадию);

– защита ГО от разрушения и поддержание его работоспособности (сохранение четвертого барьера);

– предотвращение плавления топлива в бассейне выдержки, а также снижение последствий от плавления топлива и выхода радиоактивных веществ;

– возвращение АЭС в контролируемое состояние, при котором:

1) прекращается цепная реакция деления;

2) обеспечивается постоянное охлаждение топлива (отвод тепла от активной зоны);

3) радиоактивные вещества и среды удерживаются в установленных границах.

Номенклатура контролируемых с помощью АКИП параметров энергоблока должна обеспечивать оперативному персоналу АЭС возможность выполнения следующих функций:

– контроль целостности физических барьеров на пути распространения ионизирующего излучения и радиоактивных веществ в окружающую среду;

– контроль выполнения основных функций безопасности. Рассматриваются следующие критические функции безопасности:

1) «Обеспечение подкрититчности активной зоны реактора» – быстрая остановка и поддержание активной зоны в подкритическом состоянии).

2) «Охлаждение ядерного топлива» (в реакторе) – обеспечение надежного теплоотвода от активной зоны реактора в процессе аварии, а также после стабилизации параметров в послеаварийном состоянии.

3) «Охлаждение ядерного топлива» (в бассейне выдержки) – обеспечение надежного теплоотвода от топлива в бассейне выдержки.

4) «Обеспечение теплоотвода от первого контура» – обеспечение теплоотвода от активной зоны реактора системами второго контура.

5) «Обеспечение целостности первого контура» – защита корпуса реактора от «холодного» охрупчивания.

6) «Обеспечение целостности герметичного ограждения» – обеспечение целостности ГО (герметичных ограждений) для сведения к минимуму радиологических последствий.

7) «Обеспечение запаса теплоносителя первого контура» – обеспечение надежного теплоотвода от активной зоны реактора.

Для формирования технических требований к АКИП при ЗПА с точки зрения стойкости к внешним воздействующим факторам (ВВФ) использованы результаты имеющихся на сегодняшний день расчетов режимов наиболее представительных ЗПА с точки зрения максимальных значений параметров РУ и значений параметров ВВФ под ГО (например, «Большая течь при разрыве трубопровода первого контура с полной потерей всех источников переменного тока»). При этом консервативно предполагаются наихудшие сценарии развития ЗПА (с целью формирования наиболее жестких требований к техническим средствам АКИП), приводящие к возможности разрушения физических барьеров глубокоэшелонированной защиты.

Определяющими параметрами ВВФ, на основе которых формируются требования к техническим средствам АКИП, являются следующие параметры внешней среды в ГО в местах размещения технических средств АКИП:

– давление;
– температура;
– влажность;
– радиационные параметры (мощность поглощенной дозы, поток ионизирующего излучения).

Кроме значений параметров ВВФ в общем объеме ГО учитывались возможные значения параметров ВВФ в отдельных зонах ГО (при размещении технических средств АКИП в непосредственной близости от оборудования первого контура или в других локальных зонах, где значения параметров ВВФ могут существенно отличаться от общих по ГО, например, пространство зоны верхнего блока реактора, в котором размещаются электрические разъемы СУЗ, СВРК, каналы ИК в сухой защите реактора и др.). Для контроля внутриреакторных параметров учитываются параметры среды в корпусе реактора.

Так на энергоблоках №1 и №2 НВАЭС-2 средствами АКИП обеспечен необходимый контроль в условиях ЗПА 48 параметров (Таблица 3.2.1):

Таблица 3.2.1
Перечень параметров, обеспечивающих необходимый контроль в условиях ЗПА средствами АКИП

Наименование параметра	Диапазон изменения	Диапазон измерения	Требуемая точность измерения в аварийных условиях
1. Нейтронно-физические характеристики: - мощность реактора, % $N_{ном}$; - период реактора, с *	 10^{-4} – 1 5–999	 10^{-8} – 1 5–999	 ± 10 % $N_{тек}$ ± 20 % текущего
2. Температура теплоносителя в «холодных» нитках петель, °С*	60–300	0–400	± 5
3. Температура теплоносителя в корпусе реактора на выходе из активной зоны, °С*	100–1400	0–1400	± 15
4. Температура теплоносителя в «горячих» нитках петель, °С	60–350	0–400	± 5
5. Запас до температуры насыщения теплоносителя первого контура, °С	70–0	100–0	± 5
6. Давление на выходе из реактора, МПа*	0–23,8	0–25	± 0,3
7. Уровень воды в реакторе в аварийных режимах, мм (дискретный)*	-	-	± 50 в трех дискретных точках по высоте реактора

Продолжение таблицы 3.2.1

Наименование параметра	Диапазон изменения	Диапазон измерения	Требуемая точность измерения в аварийных условиях
8. Уровень воды в стояночных режимах (ниже ГРР), м	0–3,8	0–4,0	± 80
9. Уровень теплоносителя в шахте реактора (индикатор) (дискретный)	-	-	± 50
10. Уровень раствора борной кислоты в приямке, м			
11. Температура металла корпуса реактора, °С	60–1400	0–1400	± 30
12. Температура бетона шахты реактора, °С	0–70	0–150	± 2
13. Концентрация борной кислоты на входе в реактор, г/дм^3	0–16	0–25	± 1
14. Положение ИПУ КД (дискретный)	закрыто/ открыто	-	-
15. Положение арматуры на линии дополнительного управления ИПУ КД (дискретный)	закрыто/ открыто	-	-
16. Уровень в КД, м	0–12,7	0–12,7	± 300
17. Уровень раствора борной кислоты в ГЕ САОЗ, м	0–8,5	0–10,0	± 250
18. Давление в ГЕ САОЗ, МПа	0–6,9	0–10	± 0,1
19. Положение обратных клапанов и быстродействующих задвижек ГЕ САОЗ (дискретный)	закрыто/ открыто	-	-
20. Уровни ПГ1-4, м	0–4,0	0–4,0	± 120
21. Давление на выходе из ПГ1-4, МПа	0–10	0–10	± 3
22. Положение ИПУ ПГ (дискретный)	закрыто/ открыто	-	-
23. Уровень в баках САВБ, м			

Продолжение таблицы 3.2.1

Наименование параметра	Диапазон изменения	Диапазон измерения	Требуемая точность измерения в аварийных условиях
24. Положение запорной арматуры на всасе и напоре насосов САВБ (дискретный)	закрыто/ открыто	-	-
25. Расход от насосов САВБ, м^3/ч			
26. Положение обратных клапанов, двойных обратных клапанов и отсечных задвижек СПЗАЗ (дискретный)	закрыто/ открыто	-	-
27. Уровень в емкостях СПЗАЗ, м	0,3–9,7	0,3–9,7	± 0,5
28. Положение воздушных затворов и регулирующих устройств СПОТ (дискретный)	закрыто/ открыто	-	-
29. Положение БРУ-А (дискретный)	закрыто/ открыто, степень открытия/ закрытия	-	-
30. Положение клапана запорного перед БРУ-А (дискретный)	закрыто/ открыто	-	-
31. Положение БЗОК и отсечной электроприводной задвижки за БЗОК (дискретный)	закрыто/ открыто	-	-
32. Уровень в БВ, м	0–6,9	0–12,5	± 250
33. Температура раствора борной кислоты в БВ, °С	20–150	0–150	± 5
34. Положение запорной арматуры на всасе и напоре насосов системы охлаждения БВ	закрыто/ открыто	-	-
35. Расход от насосов системы охлаждения БВ, м^3/ч			
36. Мощность дозы в ГО, Гр/ч	0–7 x 104	0–7 x 104	не более ± 10 %
37. Давление в ГО, МПа	0–0,5	0–10	± 1,5
38. Температура в ГО, °С	0–250	0–260	± 3
39. Концентрация водорода в ГО, об %	0–20	0–25	± 1,25

Продолжение таблицы 3.2.1

Наименование параметра	Диапазон изменения	Диапазон измерения	Требуемая точность измерения в аварийных условиях
40. Концентрация кислорода в ГО, об %	0–25	0–25	± 12
41. Положение арматуры САГ (дискретный)	закрыто/ открыто	-	-
42. Положение локализующей арматуры (дискретный)	закрыто/ открыто	-	-
43. Мощность дозы на площадке АЭС			
44. Уровень воды в шахте ревизии БЗТ, м			
45. Уровень воды в шахте ревизии ВКУ, м			
46. Температура в УЛР, С			
47. Положение арматуры на трубопроводе подачи воды в УЛР (дискретный)	закрыто/ открыто		
48. Уровень воды в УЛР (индикатор), м (дискретный)			

В состав технических средств системы АКИП входят:

– импульсные трубные проводки с арматурой и проходками;

– датчики и стенды датчиков;

– нормирующие преобразователи;

– кабельные шлейфы, кабельные трассы и кабельные проходки;

– средства преобразования информации (при необходимости);

– средства отображения, сигнализации и регистрации информации;

Технические средства АКИП по влиянию на безопасность являются важными для безопасности, относятся к классу безопасности 3 в соответствии с НП-001-15 и I категории сейсмостойкости.

Электропитание технических средств АКИП организовано от автономных систем электропитания таким образом, что перерыв электропитания тех-

нических средств АКИП возможен только на доли секунды (АВР). В качестве источников электропитания использованы системы надежного питания первой группы с обеспечением при полной потере всех источников электропитания переменного тока электропитанием АКИП в течение всего времени протекания аварии и в послеаварийный период с учетом введения в действие специальных технических средств управления ЗПА.

Для всех параметров АКИП обеспечено непрерывное отображение, сигнализация, регистрация информации в реальном времени, а также передача информации в черный ящик и АЦ АЭС.

Регистрация информации от АКИП осуществляется на записывающих устройствах с обеспечением возможности в любой момент времени вывода записанной информации оперативному персоналу. Регистрация должна обеспечивается (как минимум) за 30 мин до исходного события и в течение 72 ч после исходного события.

3.3 Дополнительные технические средства по управлению ЗПА

3.3.1 ОБЩАЯ СХЕМА ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗАПРОЕКТНЫМИ АВАРИЯМИ

Схема организации технических средств для управления запроектными авариями приведена на рисунке 3.3.1.1.

Целью предлагаемых мероприятий является отвод тепла от реактора и бассейна выдержки отработанного топлива и исключение кипения воды в них, поддержание подкритичности топлива в реакторе и в БВ и поддержание давления в ГО в допустимых пределах в течение длительного периода времени.

При запроектных авариях, не связаных с течью первого контура, насос системы охлаждения бассейна выдержки FAK10-20 осуществляет забор и возврат воды бассейна выдержки расходом 300 м^3/ч по штатной схеме. При этом обеспечивается отвод тепла от бассейна выдержки к вентиляторной градирне через альтернативный промконтур, охлаждающий теплообменник системы FAK10-20. Отвод тепла от реакторной установки осуществляется за счет работы СПОТ. Аналогичная схема отвода тепла применяется при полной выгрузке топлива в БВ.

При авариях с течью первого контура насос системы FAK10-20 осуществляет подачу воды в бассейн выдержки расходом 50 м^3/ч из аварийного приямка по существующему трубопроводу, что обеспечивает отвод тепла от топлива в БВ и предотвращает кипение воды в нем. После того, как произведено включение в работу системы альтернативного промконтура и проконтролировано начало подачи охлажденной воды в БВ, имеется возможность открытия арматуры на линии слива аварийного запаса воды из БВ в аварийный приямок для гарантированного наличия необходимого уровня воды в приямке.

Одновременно насос системы FAK10-20 и насосы системы JND осуществляют подачу воды в реактор из аварийного приямка суммарным расходом не менее 300 м^3/ч, что исключает процесс кипения теплоносителя в реакторе.

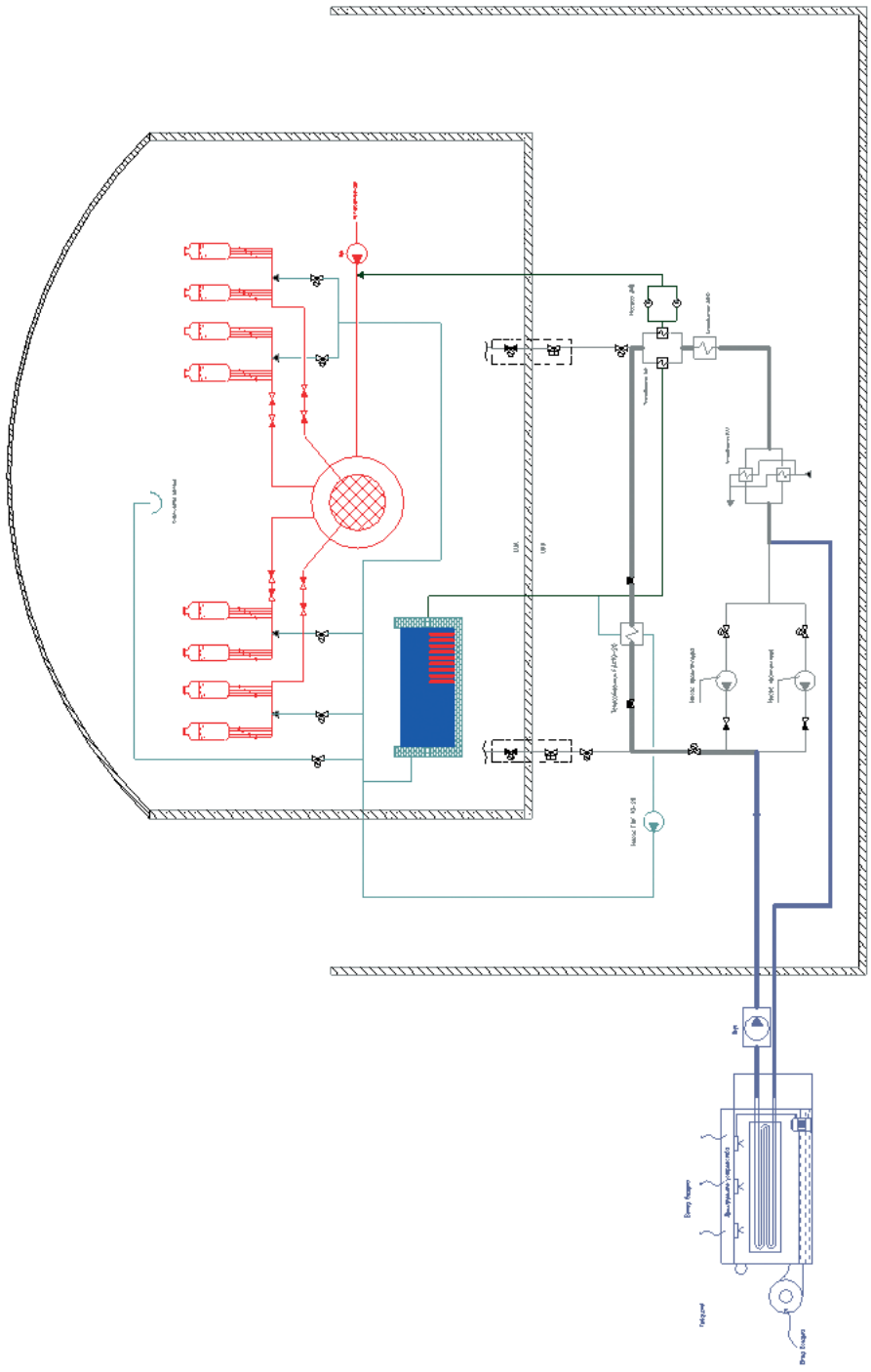


Рисунок 3.3.1.1
Схема организации технических средств для управления запроектными авариями

Во всех рассмотренных режимах исключается поступление пара в объем гермооболочки, следовательно, не требуется подключение специальных средств для снижения давления в ЗО. Однако проектом предусмотрена возможность подачи воды к спринклерным коллекторам, при этом отвод тепла осуществляется по цепочке: аварийный приямок – теплообменник системы FAK10-20 – насос системы FAK10-20 – спринклерные форсунки – объем ЗО – аварийный приямок. Такая схема отвода тепла может быть реализована, например, в случае, если не удалось открыть арматуру на трубопроводе подачи воды от насосов системы FAK10-20 в реактор.

Выполненное расчетное обоснование показало, что для рассматриваемых аварий введение в действие не позднее 24 ч с момента начала аварии альтернативного промконтура, обеспечивающего за счет использования мобильного ДГ и мобильной градирни с вентилятором подачу воды в БВ и реактор с расходом, соответственно, 50 м^3/ч и 270 м^3/ч от одного насоса охлаждения БВ, а также в холодные нитки ГЦТ с расходом 2 х 14,5 м^3/ч от двух насосов аварийного ввода бора из приямка ЗО с температурой, не превышающей 70 °С, обеспечит надежное охлаждение РУ, БВ и ЗО в течение неограниченного времени.

При этом для аварии с полной потерей источников переменного тока и одновременной течью теплоносителя на рассмотренном интервале времени (100 ч аварийного процесса) получено стабильное состояние всех параметров РУ и ЗО, характеризующееся медленным, но устойчивым расхолаживанием и снижением давления в РУ и ЗО.

С учетом вышеизложенного, предлагаемое для реализации в проекте решение с применением альтернативного промконтура обеспечит надежное охлаждение РУ и ЗО в данной аварии в течение неограниченного времени.

3.3.2 ОПИСАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗАПРОЕКТНЫМИ АВАРИЯМИ

3.3.2.1 Промежуточный контур KAA

По итогам проработок предложений, изложенных ранее, в состав промежуточного контура ответственных потребителей здания UJA первого канала системы безопасности каждого энергоблока введены следующие элементы:

– вентиляторная градирня ВГ;
– передвижная насосная установка ПНУ (для организации циркуляции воды промконтура через градирню);

– передвижная насосная установка подпитки вентиляторной градирни ПНУ ВГ.

Градирня и ПНУ устанавливаются на бетонную площадку, которая представляет собой конструкцию в виде бетонной плиты с асфальтобетонным покрытием.

Вентиляторная градирня, ПНУ, ПНУ ВГ приспособлены для хранения и работы на открытом воздухе при температуре от минус 37 до плюс 38,9 °С.

Тепловая мощность, отводимая воздушной градирней, составляет 21,2 МВт при температуре окружающего воздуха +24 °С (мощность остаточных тепловыделений активной зоны через 24 часа после срабатывания АЗ = 20,4 МВт).

Схема подключения вентиляторной градирни, ПНУ и ПНУ ВГ к промконтуру КАА приведена на рисунке 3.3.2.1.1

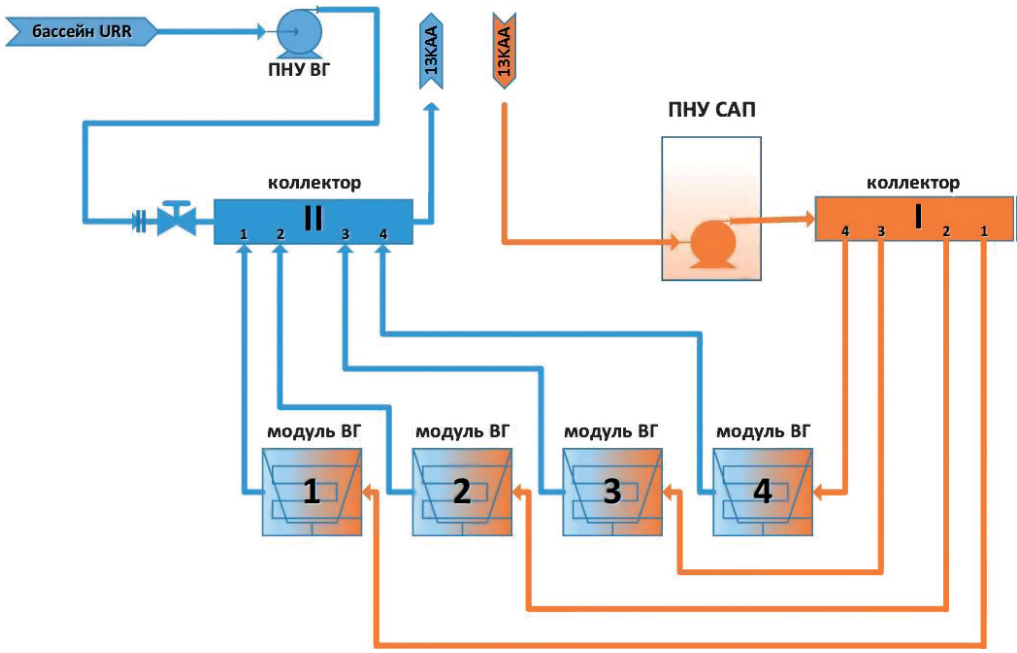


Рисунок 3.3.2.1.1
Схема подключения технических средств для управления ЗПА

Процесс подключения в работу контура охлаждения вентиляторной градирни включает в себя следующие шаги:

– подключение электропитания от дизель-генераторной установки;

– раскладка гибких шлангов, их фиксация, подключение к выводам из реакторного здания (к системе промконтура КАА);

– перемещение ПНУ ВГ с места хранения на место работы и ее подключение к системе гибких шлангов;

– заполнение контура вентиляторной градирни;

– переключение ПНУ ВГ на вентиляторную градирню для заполнения бассейнов секций градирни и дальнейшей их подпитки (вода используется для орошения теплообменной поверхности и испаряется в процессе работы градирни);

– обеспечение подвоза топлива для ПНУ и мотопомпы.

Перечисленные действия осуществляются в течение 24 часов с момента аварии. Объем работ, которые необходимо выполнить, практически не превышает объемов работ по подключению дополнительных технических средств, выполняемых персоналом на действующих энергоблоках с реакторами типа ВВЭР в РФ. По результатам тренировок персонала, проведенных на действующих энергоблоках, время, необходимое для подключения ДГУ и ПНУ составляет порядка 2 часов.

3.3.2.2 Вентиляторная градирня

Вентиляторная градирня представляет из себя испарительный охладитель с центробежными вентиляторами серии REF-C производства DECSA (Италия) (рисунок 3.3.2.3.1).

Рисунок 3.3.2.3.1
Вентиляторная градирня

Вентиляторная градирня состоит из четырех секций, соединяемых между собой параллельно гибкими шлангами в единое оборудование. Обвязка секций вентиляторной градирни осуществляется гибкими шлангами по охлаждаемой воде, при этом подача/отвод охлаждаемой воды на все секции градирни организован через один шланг/соединение (распределительное устройство) с последующей равномерной раздачей/отводом охлаждаемой среды от секций.

Каждая секция вентиляторной градирни состоит из испарительного охладителя закрытого типа, насоса, перекачивающего жидкость для орошения теплообменной поверхности, вентиляторов и электродвигателя вентиляторов, поддона для жидкости, орошающей теплообменную поверхность (бассейн), располагающегося за вентиляторами, и сетки для забора воздуха, предотвращающей попадание посторонних предметов внутрь градирни.

Совместно с вентиляторной градирней поставляется комплект гибких шлангов Ду 200 общей протяженностью 260 м и присоединительных устройств, обеспечивающих быстросъемное соединение градирни с трубопроводами системы КАА и патрубками передвижной насосной установки.

Градирни выполнены с климатическим исполнением УХЛ, поэтому укрытия для секций, защищающего оборудование от воздействий климатических факторов на время хранения градирен в собранном виде (режим ожидания), не требуется.

3.3.2.3 Передвижная насосная установка подпитки вентиляторной градирни ПНУ ВГ

В состав передвижной насосной установки входят: платформа, на которой смонтированы двигатель привода насоса, насос, контейнер, пульт управления двигателем, щит КИП насоса, блок измерения расхода перекачиваемой среды, топливные баки – основной и бак запаса.

ПНУ ВГ изготавливается в контейнерном исполнении с обеспечением внутреннего подогрева и оснащается расходомером с автономным источником питания.

ПНУ ВГ размещается на транспортной платформе, смонтированной на тележке для транспортировки. В состав ПНУ ВГ входят: транспортная платфор-

ма, на которой смонтированы двигатель привода насоса, насос, топливный бак. На напорном и всасывающем патрубках установлены манометр и мановакуумметр для контроля давления перекачивающей среды.

Привод ПНУ ВГ осуществляется от двигателя внутреннего сгорания. Дизельный агрегат ПНУ ВГ имеет ручной запуск.

3.3.2.4 Альтернативный дизель-генератор (альтернативная ДЭС)

В качестве альтернативного источника аварийного электроснабжения потребителей систем в НВАЭС-2 для запроектных аварий, связанных с потерей электроснабжения от внешних и внутренних источников (включая дизель-генераторы САЭ) и всех конечных водных поглотителей тепла на время, превышающее 24 часа, предусмотрена альтернативная ДЭС с воздушным охлаждением в контейнерном исполнении.

В качестве альтернативной ДЭС взята дизельная электростанция фирмы ООО «ВЭТЗ» типа ЭД2000-Т400-3РН (номинальная мощность 2 МВт на напряжение 0,4 кВ).

Альтернативная ДЭС установлена на прицепе и может длительно работать находясь на нем. Прицеп установлен на аутригерах на специальном бетонном основании.

Для поддержания теплового режима, обеспечивающего готовность к пуску за время не более 15 с и быстрому приему нагрузки, ДЭС имеют систему подогрева охлаждающей жидкости электронагревателем типа ТЭН и систему подогрева воздуха внутри блок-контейнера с питанием от постороннего источника напряжения 220 (380) В частотой 50 Гц при нахождении в режиме «Ожидание». В режиме обесточения энергоблока подогрев осуществляется от автономного дизельного устройства подогрева с собственным баком запаса дизельного топлива на время не менее 48 ч.

От альтернативного дизель-генератора предусмотрено электроснабжение следующих потребителей:

– технологические механизмы первого канала СБ:

1) насос аварийного ввода бора 1 канала системы JND;

2) насос охлаждения бассейна выдержки системы FAK;

– электроприводная арматура;

– вентиляторная градирня;

– вентиляционные установки системы KLB22;

– щиты постоянного тока первого и второго каналов САЭ (через выпрямители).

Для обеспечения электроснабжения потребителей предусмотрено распределительное устройство напряжением 0,4 кВ в составе альтернативного дизель-генератора.

Подключение альтернативного дизель-генератора в режиме запроектной аварии осуществляется гибкими кабелями:

– к секциям 0,4 кВ САЭ 11BMA, 11BMC и 12BMB, 12BMD при условии отсутствия напряжения на секциях 0,4 кВ;

– к клеммному вводу вентиляторной воздушной градирни.

Гибкие кабели поставляются комплектно с альтернативным дизель-генератором, стационарно не прокладываются, подключаются только при необходимости подключения альтернативного дизель-генератора.

Подача напряжения на секции 0,4 кВ выполняется путем включения выключателя-разъединителя, расположенного в шкафу № 8 каждой из секций. Включение выключателя-разъединителя производится вручную. При подключении альтернативного дизель-генератора от секций 0,4 кВ должны быть отключены все потребители, кроме механизмов, участвующих в ликвидации запроектной аварии, и выпрямителей. В нормальном режиме работы АЭС и при проектной аварии выключатель-разъединитель находится в выключенном состоянии.

Пуск альтернативная ДЭС осуществляется персоналом вручную с МПУ, поставляемого комплектно.

3.4 Устройство локализации расплава

Система улавливания и охлаждения расплавленной активной зоны вне реактора JKM, основным элементом которой является устройство локализации расплава (УЛР), предназначена для удержания и охлаждения жидких и твердых фрагментов разрушенной активной зоны, частей корпуса реактора, внутрикорпусных устройств при тяжелой аварии с расплавлением активной зоны.

Габаритные размеры и схема расположения узлов УЛР в шахте реактора представлены на рисунке 3.4.1.

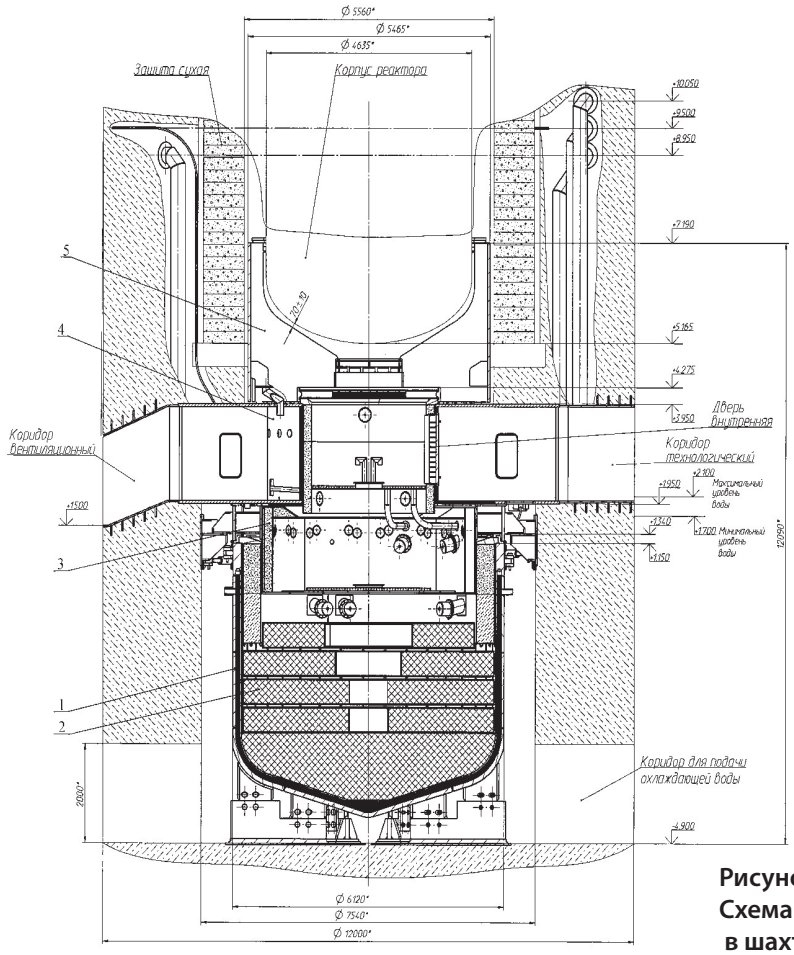


Рисунок 3.4.1
Схема расположения УЛР в шахте реактора

Устройство локализации расплава выполняет следующие основные функции:

• прием и размещение расплава, твердых фрагментов активной зоны и конструкционных материалов реактора (кориума);
• устойчивый отвод тепла от кориума к охлаждающей воде;
• исключение выхода радиоактивности за границы зоны локализации;
• исключение самопроизвольной цепной реакции в кориуме;
• минимизация выноса радиоактивных веществ и водорода в пространство герметичной оболочки.

УЛР состоит из следующих функциональных узлов, расположенных (рисунок 3.4.1) сверху вниз по направлению перемещения кориума из корпуса реактора к основанию бетонной шахты:

– плита нижняя;
– ферма-консоль;
– наполнитель (жертвенный материал);
– корпус.

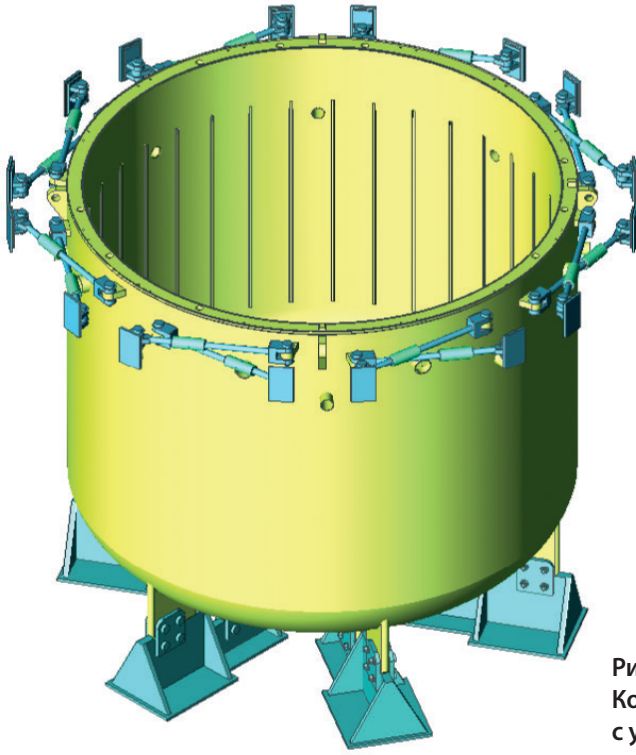


Рисунок 3.4.2
Корпус УЛР с опорами с установленными парными тягами

Нижняя плита направляет движение кориума после разрушения или проплавления корпуса реактора, теплоизоляция обеспечивает защиту фермы-консоли и площадки обслуживания от разрушений, предохраняет от повреждений корпус с опорами.

Ферма-консоль обеспечивает защиту конструкции УЛР и коммуникаций от разрушения со стороны кориума, является опорой для нижней плиты и имеет в своем составе трубы-чехлы, обеспечивающие возможность подключение датчиков КИП, предназначенных для организации контроля температуры среды в УЛР, уровня охлаждающей воды в бетонной шахте, наличия воды в бетонной шахте при нормальной эксплуатации.

Наполнитель УЛР (рисунок 3.4.3) состоит в основном из оксидов железа и алюминия. Он позволяет удерживать от всплытия крупноячеистый наполнитель до его полного растворения кориумом и предохраняет корпус с опорами от термомеханических повреждений. Он обеспечивает объемное рассредоточение расплава в пределах корпуса с опорами и предназначен для разбавления кориума в целях уменьшения объемного энерговыделения, увеличения поверхности теплообмена и обеспечения всплытия топливосодержащих фракций кориума над слоем стали.

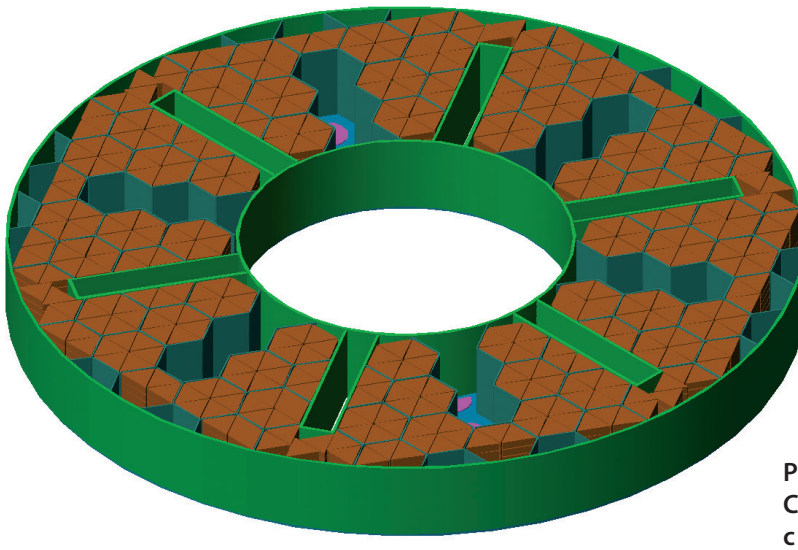


Рисунок 3.4.3
Схема блока кассет с наполнителем

Корпус с опорами обеспечивает удержание и охлаждение расплавленной активной зоны в подреакторном помещении бетонной шахты при проплав-

лении или разрушении корпуса реактора. Корпус с опорами имеет в своем составе трубы-чехлы датчиков КИП, предназначенные для контроля заполнения корпуса УЛР кориумом.

Для предотвращения обрушения стен бетонной шахты и узла крепления реактора под действием теплового излучения с поверхности расплава, а также для ускорения его расхолаживания на поверхность кориума, находящегося в корпусе с опорами, дополнительно подается охлаждающая вода из колодцев шахты ревизии ВКУ по трубопроводам, расположенных в ферме-консоли. Вода на кориум подается в ручном режиме через 30 минут после разрушения корпуса реактора. Разрушение корпуса реактора и поступление кориума в УЛР диагностируется по повышению температуры или отказам датчиков.

При тяжелых запроектных авариях (течь первого контура с полной потерей электроснабжения, в том числе дизель-генераторов) для охлаждения теплообменника используется вода из приямка защитной оболочки, поступающая туда в результате истечения из первого контура, при этом в приямок через течь первого контура, помимо содержимого трубопроводов ГЦК, поступает вода гидроемкостей САОЗ. Также используется вода бассейна выдержки. Так как объем аварийного запаса раствора борной кислоты, хранящийся в БВ, в этом случае не был использован активными системами САОЗ, то вода сливается по предусмотренному для этих целей трубопроводу. При этом оператор с БПУ (РПУ) открывает электроприводные задвижки, которые также имеют питание от системы аварийного электроснабжения (от аккумуляторных батарей). Суммарный объем воды в приямке и на полу контайнмента составляет более 1500 м^3.

После попадания кориума в УЛР температура стенок корпуса УЛР постепенно повышается, вода, находящаяся вокруг корпуса УЛР в шахте реактора, нагревается и кипит. Насыщенный пар, поднимаясь вверх, выходит в объем гермооболочки по каналам сброса пара, которые расположены в ферме-консоли и в стене шахты реактора. Начинается режим длительного охлаждения расплава. Образующийся пар в гермообъеме частично конденсируется, конденсат поступает в приямок, связанный с шахтой реактора, снова на охлаждение УЛР.

Через 2-3 часа после поступления кориума в УЛР срабатывают пассивные клапаны подачи воды сверху на кориум внутрь корпуса УЛР, обеспечивающие поступление охлаждающей воды из шахты реактора, в которой расположен корпус УЛР.

Проектом предполагается, что в течение 24 часов будут предприняты организационные меры, направленные на восстановление работоспособности хотя бы одного канала системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения БВ (JNA). После восстановления электропитания циркуляция воды осуществляется насосами системы JNA. Отвод тепла от кориума происходит в теплообменниках системы JNA. В этом режиме кориум может сохраняться в ловушке в безопасном состоянии длительное время.

Дополнительно для обеспечения безопасного удержания расплава в локализующем устройстве после использования запаса воды в ШР ВКУ предусматривается подача воды на кориум от внешних источников (от пожарных машин).

Список литературы к главе 3

1. НП-001-15. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. – М. – Ростехнадзор, 2015.

2. С.А. Андрушечко, Б.Ю. Васильев, К.Б. Косоуров, Ю.М. Семченко, А.Ю. Кучумов, В.Ф. Украинцев, Б.Ю. Фаворов. ВВЭР-1200 Эволюция классики. Физические основы эксплуатации, системы и элементы, ядерное топливо, безопасность. – М. – Логос, 2019. – 672 с. – ISBN 978-5-98704-852-8.

4 ФУНКЦИИ И СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ В ПРОЕКТАХ НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС-2 С РУ В-392 И ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС-2 С РУ В-491

4.1 Общие положения

Проекты Нововоронежской АЭС-2 с РУ В-392 и Ленинградской АЭС-2 с РУ В-491 разработаны с учетом опыта проектирования и эксплуатации соответственно серийного проекта У-87 (РУ В-320) и 1, 2 блоков Тяньваньской АЭС (РУ В-428).

Безопасность НВАЭС-2 и ЛАЭС-2 базируется на концепции глубокоэшелонированной защиты. В то же время имеются различия в практической реализации этой концепции.

Проект НВАЭС-2 (РУ В-392М)

Функции безопасности при проектных и запроектных авариях обеспечиваются за счет комплексной работы активных и пассивных систем безопасности. Активные системы безопасности имеют двухканальную структуру с резервированием активных элементов внутри каналов. Отказ активной части СБ не означает автоматического невыполнения функции безопасности.

Рассмотрим, например, обеспечение функции безопасности «Поддержание запаса теплоносителя в реакторе» при максимальной проектной аварии (МПА).

В качестве МПА в проекте принят гильотинный разрыв ГЦТ Ду 850 на входе в реактор (первая или третья петля) с наложением потери электропитания собственных нужд и постулируемыми отказами:

– одного аварийного дизель-генератора;

– одной гидроемкости первой ступени и одного канала гидроемкости второй ступени, подключенного к соединительному трубопроводу отказавшей емкости САОЗ.

При этом учитывается зависимый отказ (работа в течь) одного насоса-эжектора, подключенного к аварийной петле.

Работа трех ГЕ 1 ступени и одного канала САОЗ НД в этом случае обеспечивают выполнение ФБ «Поддержание запаса теплоносителя в реакторе» (рисунок 4.1).

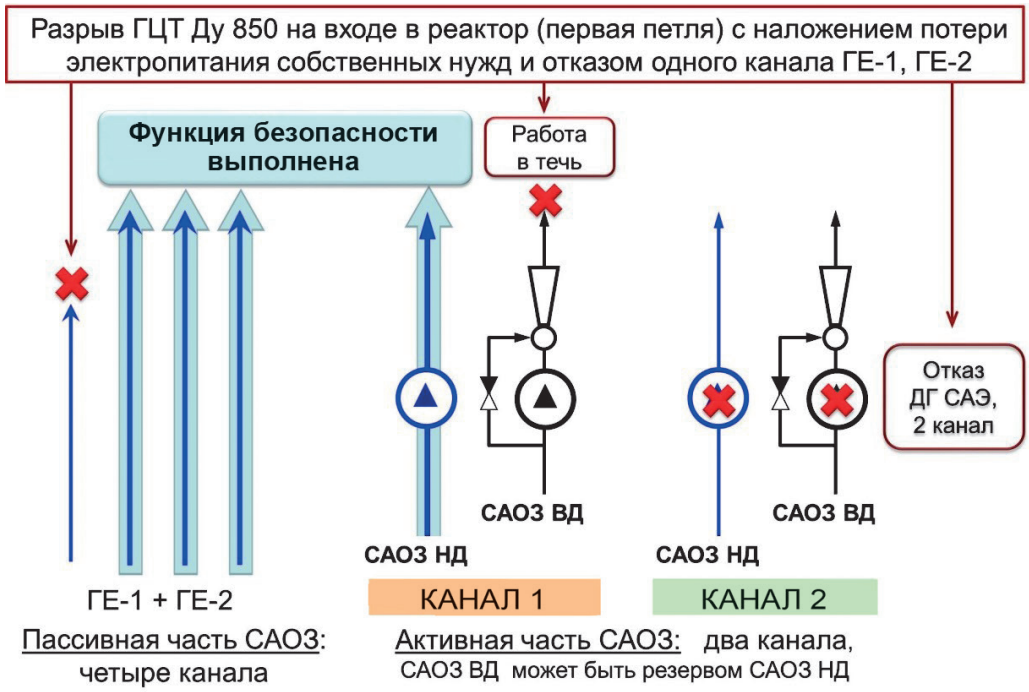


Рисунок 4.1
Схема работы активной и пассивной части САОЗ при МПА

Если на момент возникновения исходного события насос САОЗ НД первого канала находится в ремонте, то возникает полный отказ активной части САОЗ.

В этом случае ФБ «Поддержание запаса теплоносителя в реакторе» обеспечивается работой трех каналов ГЕ-1 и ГЕ-2 (рисунок 4.2).

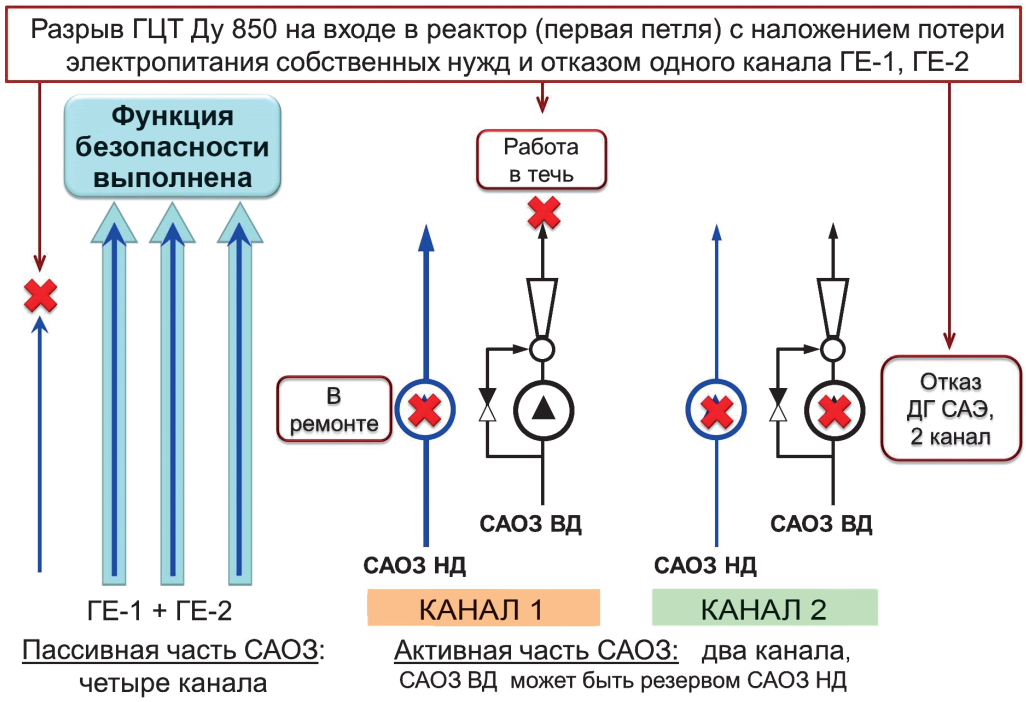


Рисунок 4.2
Схема работы активной и пассивной части САОЗ при МПА и выведенном в ремонт насосе САОЗ НД

Запаса воды в гидроемкостях первой ступени достаточно (с учетом принципа единичного отказа) для повторного заполнения активной зоны на первоначальной стадии аварии.

Запаса воды в гидроемкостях второй ступени достаточно (с учетом принципа единичного отказа) для поддержания уровня теплоносителя в активной зоне реактора не менее 24 часов при работающих СПОТ ПГ.

В период после 24 часов в проекте предусмотрены дополнительные технические средства: альтернативный дизель-генератор, альтернативный промконтур, дополнительная линия подачи воды в соединительные трубопроводы «ГЕ 2 ступени – реактор» от 1 канала системы охлаждения бассейна выдержки FAK10.

Данные технические средства позволяют прекратить кипение воды в активной зоне реактора и в топливном бассейне, а также неограниченно долго

производить теплоотвод (не менее 21 МВт) от зоны локализации аварии через альтернативный промконтур к атмосферному воздуху, который является конечным поглотителем тепла.

Проект ЛАЭС-2 (РУ В-491)

Концепция безопасности проекта построена на преимущественном использовании активных систем безопасности для управления проектными авариями и предотвращения перехода аварий в тяжелую фазу.

Для управления тяжелыми авариями предусмотрено комбинированное использование активных и пассивных систем.

Активные СБ имеют четырехканальную структуру, которая, с одной стороны, позволяет при необходимости выводить один из каналов систем безопасности в ремонт на длительный срок, но, с другой стороны, увеличивает объем регламентных проверок.

Автономность пассивных систем безопасности при ЗПА составляет 24 часа и определяется запасом воды в баках аварийного отвода тепла (БАОТ).

В период после 24 часов требуется подпитка баков аварийного отвода тепла и топливного бассейна с помощью мобильного оборудования и резервных запасов воды, находящихся на площадке.

4.2 Функции безопасности

Системы безопасности и технические средства по управлению ЗПА обеспечивают выполнение трех фундаментальных функций (целей) безопасности:

– прекращение реакции деления и поддержание реактора в подкритическом состоянии (управление реактивностью);

– отвод остаточных тепловыделений от ядерного топлива, расположенного в реакторе и БВ, к конечному поглотителю;

– локализация активности в границах физических барьеров.

В таблице 4.1 приведена структура функций управления защитными и локализующими системами безопасности, реализованная в алгоритмах УСБ проектов НВАЭС-2 (РУ В-392М) и ЛАЭС-2 (РУ В-491).

Таблица 4.1.
Структура функций управления защитными и локализующими системами безопасности, реализованная в алгоритмах УСБ на НВАЭС-2 и ЛАЭС-2-2

НВАЭС-2 (РУ В-392М)		
A. Управление реактивностью	**B. Аварийный отвод тепла от активной зоны реактора, отвод тепла от 1 контура и БВ к конечному поглотителю**	**C. Удержание радиоактивных веществ в установленных границах**
AA: Аварийное прекращение реакции деления	BA: Поддержание запаса теплоносителя в реакторе	CA: Ограничение давления в контайнменте
AB: Обеспечение подкритичности в остановленном состоянии	BB: Отвод тепла от первого контура к конечному поглотителю	CB: Локализация продуктов деления в контайнменте
AC: Ограничение мощности реактора	BC: Отвод тепла от первого контура через ПГ	CC: Удаление среды из МОП с очисткой
	BD: Поддержание запаса теплоносителя в ПГ	CD: Локализация ПГ при течи из 1 контура во 2
	BE: Защита 1 контура от превышения давления и хрупкого разрушения	CE: Локализация обеспечивающих систем
	BF: Защита 2 контура от превышения давления	CF: Удаление водорода из контайнмента
	BG: Отвод тепла от бассейна выдержки	

ЛАЭС-2 (РУ В-491)		
A. Управление реактивностью	**B. Охлаждение активной зоны реактора**	**C. Предотвращение выхода активности**
AA: Аварийное прекращение реакции деления	BA: Подача воды в активную зону реакторе	CA: Ограничение давления в контайнменте
AB: Ограничение мощности реактора	BB: Отвод тепла от первого контура	CB: Локализация продуктов деления в контайнменте
AC: Обеспечение подкритичности в остановленном состоянии	BC: Отвод тепла от первого контура через ПГ	CC: Локализация в кольцевом зазоре
	BD: Поддержание запаса теплоносителя в ПГ	CD: Локализация в ПГ при течи из 1 контура во 2
	BE: Защита от опрессовки 1 контура	CE: Локализация во вспомогательных системах
	BF: Защита от опрессовки 2 контура	

4.3 Функция А «Управление реактивностью»

Подкритичность активной зоны реактора обеспечивается в проектах НВАЭС-2 (РУ В-392М) и ЛАЭС-2 (РУ В-491) следующими системами:

– аварийного останова реактора (комплект РО СУЗ);

– подпитки и борного регулирования КВА;

– аварийного ввода бора JND (НВАЭС-2)/JDH (ЛАЭС-2).

4.3.1 СИСТЕМА АВАРИЙНОГО ОСТАНОВА РЕАКТОРА

В режимах нормальной эксплуатации управление мощностью реактора осуществляется путем изменения положения поглощающих стержней СУЗ рабочей группы по высоте в активной зоне. Управление производится по командам автоматического регулятора мощности реактора или оператором БПУ от ключа группового управления.

В режимах с нарушениями нормальной эксплуатации осуществляется автоматическая разгрузка реактора до разрешенного уровня мощности работой УПЗ и/или ПЗ-1.

В аварийных режимах по сигналу инициирующей части аварийной защиты происходит обесточивание электромагнитов ШЭМ и падение 121 ПС СУЗ в активную зону под собственным весом. Время падения ПС СУЗ = 2–4 с Эффективность аварийной защиты обеспечивает температуру повторной критичности менее 100 °С – в любой момент кампании.

Устройство и технические характеристики РО СУЗ, а также инициирующие сигналы срабатывания АЗ в проектах РУ В-392М и В-491 идентичны друг другу.

4.3.2 СИСТЕМА ПОДПИТКИ И БОРНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ КВА

Система подпитки и борного регулирования КВА является системой нормальной эксплуатации важной для безопасности.

Активные элементы системы КВА обеспечиваются электропитанием от систем электроснабжения нормальной эксплуатации и надежного электроснабжения нормальной эксплуатации.

После срабатывания аварийной защиты реактора система КВА обеспечивает создание и поддержание необходимой концентрации борной кислоты в теплоносителе путем водообмена 1 контура.

НВАЭС-2 (РУ В-392М)

Система КВА имеет в своем составе три центробежных многоступенчатых насоса производительностью до 80 м^3/ч. По выбору оператора, один из трех параллельно установленных насосов является рабочим, второй – резервным, третий может находиться в ремонте. После срабатывания аварийной защиты реактора на всас подпиточных насосов подается борный концентрат (40 г/дм^3) от насосов системы борного концентрата.

ЛАЭС-2 (РУ В-491)

Подпитка первого контура осуществляется при помощи насосов большой (КВА20,30АР001) и малой (КВА51,52,53АР001) производительности.

Производительность каждого насоса КВА20,30АР001 – до 80 м^3/ч, при этом из двух параллельно установленных насосов (по выбору оператора) один – рабочий, второй – резервный.

Производительность каждого насоса КВА51,52,53АР001 – до 9 м^3/ч. Из трех параллельно установленных насосов, по выбору оператора, один – рабочий, второй – резервный, третий может находиться в ремонте.

Каждый насос КВА51,52,53АР001 имеет частотный преобразователь, обеспечивающий регулирование расхода от 1 до 9 м^3/ч. В зависимости от режима работы РУ автоматические регуляторы при помощи частотных преобразователей поддерживают либо уровень в КД, либо заданный расход подпитки первого контура.

На напоре насосов КВА20,30АР001 вне защитной оболочки установлены регулирующие клапаны, которые в зависимости от режима работы РУ автоматически поддерживают либо заданный расход подпитки первого контура, либо уровень в КД.

Всасывающие коллекторы подпиточных насосов системы КВА подсоединены к деаэратору в режимах работы РУ на мощности, в режимах пуска и останова РУ, а также в режимах малого борного регулирования с подачей в деаэратор раствора борной кислоты или чистого конденсата.

В режимах водообмена (повышение или понижение концентрации борной кислоты в теплоносителе) всасывающая магистраль насосов KBA подсоединяется к бакам JNK10,40BB001 (16 г/дм^3) или JNK10,40BB002 (40 г/дм^3) или к бакам чистого конденсата KBC11,12BB001. Деаэратор при этом отсекается от всасывающей магистрали насосов KBA запорной арматурой.

По сигналам «АЗ» или «уровень в КД минус 0,8 м» всасывающая магистраль насосов KBA подсоединяется к бакам JNK10,40BB001 (16 г/дм^3), а деаэратор отсекается.

4.3.3 СИСТЕМА АВАРИЙНОГО ВВОДА БОРА НВАЭС-2 (JND) И ЛАЭС-2 (JDH)

Функции, выполняемые системами JND и JDH, идентичны друг другу:

– снижение давления в системе первого контура до расчетного давления системы второго контура при авариях с течью теплоносителя из первого контура во второй (впрыск в паровую часть компенсатора давления);

– повышение концентрации борной кислоты в первом контуре и компенсация усадки теплоносителя первого контура при переводе блока в безопасное состояние при авариях с плотным первым контуром (подача раствора борной кислоты высокой концентрации в реактор и в паровую часть компенсатора давления).

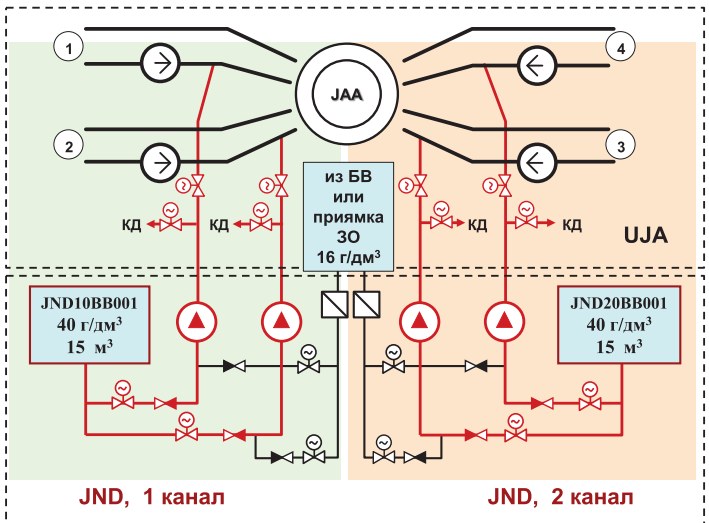
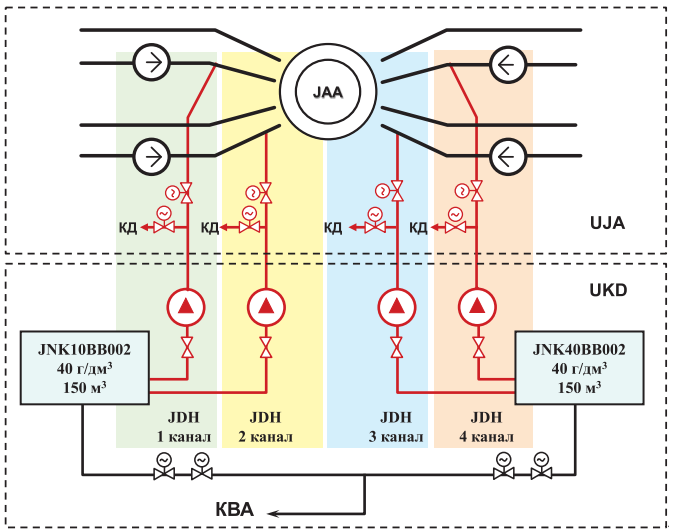
В запроектных режимах (категория DEC-A) система аварийного ввода бора выполняет следующие функции:

– перевод реакторной установки в подкритическое состояние в режимах с нарушением нормальных условий эксплуатации и аварийных режимах, сопровождающихся отказом срабатывания аварийной защиты реактора ATWS (подача раствора борной кислоты высокой концентрации в реактор);

– поддержание в подкритическом состоянии РУ и компенсация усадки теплоносителя в режиме расхолаживания с наложением отказа систем нормальной эксплуатации.

Упрощенные технологические схемы систем JND и JDH приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2
Сравнение систем аварийного ввода бора JND (НВАЭС-2) и JDH (ЛАЭС-2)

Система аварийного ввода бора JND (НВАЭС-2)	Система аварийного ввода бора JDH (ЛАЭС-2)
	
Двухканальная структура системы с резервированием каналов 2 x 100 %. В каждом канале имеются: – две нитки с эффективностью 50 % (производительность насоса 14,5 м³/ч); – один бак запаса РБК (40 г/дм³) объемом 15 м³. При исчерпании запаса воды в баке JND10(20)BB001 насосы переключаются на подачу борного раствора 16 г/дм³ из БВ или приямка ЗО	Четырехканальная структура системы с резервированием каналов 4 x 50 % (производительность насоса 14,5 м³/ч). На два канала JDH имеется один общий бак РБК (40 г/дм³, 150 м³). Возможность переключения насосов JDH на другие баки отсутствует. К бакам также подключена система KBA. При автоматическом включении системы JDH в работу система KBA отсекается от баков (ФСКУ BA17 «Отключение систем НЭ»).

В проекте ЛАЭС-2 предусмотрены два бака запаса борного концентрата (40 г/дм^3) по 150 м^3 каждый. При этом система подпитки и борного регулирования КВА также питается из этих баков. В результате существует функциональная связь систем нормальной эксплуатации, работающих на первом и втором уровнях глубокоэшелонированной защиты, и систем безопасности, работающих на третьем уровне ГЭЗ.

В проекте РУ АЭС «Ханхикиви» (Финляндия), который является дальнейшим развитием проекта РУ В-491 (ЛАЭС-2), предусмотрено четыре бака запаса борированной воды высокой концентрации (40 г/дм^3). Тем самым обеспечивается полная независимость каналов системы JDH друг от друга – каждый канал системы подключен к своему баку РБК.

4.4 Функция ВА «Поддержание запаса теплоносителя в реакторе»

Для подпитки первого контура и поддержания запаса теплоносителя предусмотрены следующие системы:

– система подпитки и борного регулирования КВА;
– системы хранения борированной воды;
– система аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ): активная и пассивная части.

4.4.1 СИСТЕМА ПОДПИТКИ И БОРНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ (КВА)

В режимах нормальной эксплуатации и в режимах нарушений нормальной эксплуатации система КВА обеспечивает поддержание запаса теплоносителя первого контура путем возврата организованных протечек, компенсации неорганизованных протечек (компенсируемые течи) и компенсации усадки теплоносителя в процессе расхолаживания РУ.

4.4.1.1 НВАЭС-2 (РУ В-392М)

При течах 1 контура система КВА поддерживает уровень в компенсаторе давления, изменяя степень открытия регулирующего клапана на напоре насосов.

В случае некомпенсируемой течи (рисунок 4.3):

– включается резервный насос КВА;

– на всас насосов КВА подается борированная вода 16 г/дм^3 (насосами системы FAL);

– срабатывает АЗ реактора по факту снижения давления над активной зоной или падения уровня в КД;

– формируется инициирующий сигнал «ΔT_{S-1} < 8 °С» на запуск механизмов САОЗ и локализацию ЗО.

Рисунок 4.3
Снижение давления над активной зоной и формирование аварийных сигналов при течах теплоносителя 1 контура (LOCA)

4.4.1.2 ЛАЭС-2 (РУ В-491)

При течах 1 контура система КВА реагирует на падение уровня в компенсаторе давления – включаются насосы большой производительности и открывается регулирующий клапан на напоре насосов, восстанавливая и поддерживая уровень в КД. Всас насосов подключается к баку-приямку ЗО с концентрацией борной кислоты 16 г/дм^3.

В случае некомпенсируемой течи срабатывает АЗ и формируется сигнал «ΔT_{S-1} < 8 °С» на запуск механизмов САОЗ (смотри рисунок 4.3).

4.4.2 СИСТЕМА ХРАНЕНИЯ БОРИРОВАННОЙ ВОДЫ

4.4.2.1 НВАЭС-2 (РУ В-392М)

Проект не предусматривает отдельную систему хранения борированной воды. В режимах с течью теплоносителя 1 контура насосы САОЗ высокого и низкого давления первоначально используют избыточный запас воды бассейна выдержки (не менее 750 м^3). После откачки этого объема по сигналу из УСБТ происходит переход насосов САОЗ на работу из приямка ЗО, в котором к этому времени собирается необходимый объем воды.

Данное решение имеет свои достоинства и недостатки.

Достоинства: температура запаса борированной воды поддерживается в диапазоне 40–60 °С за счет тепловыделений ОТВС и работы системы охлаждения БВ (FAK10-20).

Недостаток: возникает необходимость переключения насосов систем безопасности при низком уровне в БВ на приямок ЗО, что снижает надежность СБ.

4.4.2.2 ЛАЭС-2 (РУ В-491)

Два бака-приямка системы хранения борированной воды JNK находятся в защитной оболочке и обеспечивают хранение необходимого запаса раствора борной кислоты с концентрацией 16 г/дм^3. Объем каждого бака равен 1000 м^3. Выбранная структура (2 х 100 %) предполагает, что система не имеет зависимых от исходного события отказов.

Размещение баков запаса борированной воды низкой концентрации в здании реактора на нижней отметке защитной оболочки, а не в здании безопасности (как на Тяньваньской АЭС) позволяет:

– использовать их в качестве баков-приямков для работы насосов систем безопасности при проектных авариях;

– исключить в режиме проектной аварии переключение работы насосов систем безопасности по низкому уровню в баке, расположенному в задании безопасности, на работу от приямка в защитной оболочке, что повышает надежность работы систем безопасности при авариях.

К каждому баку-приямку предусмотрено подключение водозаборных линий, обеспечивающих подачу борированной воды к различным потребителям АЭС:

1. Четыре водозаборные линии (по числу каналов безопасности) являются частью системы JNG-1 и обеспечивают подачу борированной воды к системам безопасности (JNG-1, JND, JMN). Водозаборы первого и второго каналов (JNG10 и JNG20) подключены к одному баку JNK, водозаборы третьего и четвертого каналов (JNG30 и JNG40) – ко второму баку JNK.

2. Две водозаборные линии JNK обеспечивают подачу борированной воды к системам нормальной эксплуатации и к системам, функционирующим при ЗПА (режимы DEC):

– системе подпитки и борного регулирования (KBA);

– системе хранения теплоносителя (KBB) → для обеспечения заполнения системы первого контура при проведении ремонтных работ в режиме нормальной эксплуатации и для обеспечения подпитки системы первого контура в режиме DEC, связанного с течью теплоносителя;

– системе подачи чистого конденсата (KBC-1) → для обеспечения подачи подпиточной воды в систему теплоносителя реактора во время расхолаживания при останове станции и на заполнение гидроемкостей;

– системе охлаждения топливного бассейна (FAK) → для заполнения и подпитки бассейна;

– системе очистки теплоносителя топливного бассейна и воды баков хранения борированной воды (FAL);

– системе сдувок и дренажей вспомогательного корпуса (KTC) → для опорожнения баков.

3. Две линии системы устройства ловушки расплава → для подачи воды на заполнение помещения УЛР при возникновении тяжелой аварии.

На каждом трубопроводе JNK, пересекающем защитную оболочку, последовательно установлена локализующая арматура.

В баки-приямки заведены трубопроводы линий рециркуляции и испытаний насосов систем безопасности (JNG, JND, JMN), линии дренирования и перелива БВ, ШР ВКУ, шахты реактора и ГЕ САОЗ.

Для обеспечения надежной работы насосов систем JND, JNG, JMN в аварийных режимах, связанных с течью теплоносителя первого контура, в конструкции баков-приямков предусмотрена установка активных фильтров.

4.4.3 АКТИВНАЯ ЧАСТЬ САОЗ

4.4.3.1 НВАЭС-2 (РУ В-392М)

Система аварийного и планового расхолаживания 1 контура и охлаждения бассейна выдержки (JNA) выполняет в проекте В-392М функцию активной системы аварийного охлаждения активной зоны.

Система имеет двухканальную структуру (рисунок 4.4). Каждый канал включает один насос высокого давления с эжектором и один насос низкого давления.

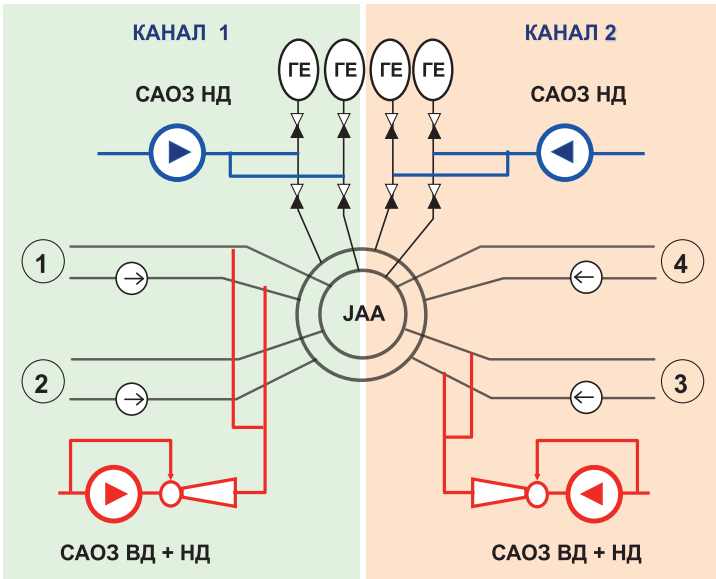


Рисунок 4.4
Структура системы JNA в проекте В-392М

Насос-эжектор САОЗ ВД при необходимости выполняет функции насоса САОЗ НД. В то же время сами насосы САОЗ ВД подобного резерва не имеют.

При полном отказе САОЗ ВД (наложение единичного и зависимого отказов) проект предусматривает расхолаживание РУ через ПГ со скоростью 60 °С/ч, что обеспечивает своевременное снижение давления над активной зоной до 5,89 МПа и подпитку реактора работой ГЕ САОЗ, а при давлении менее 2,45 МПа – работой насосов САОЗ НД (рисунок 4.5).

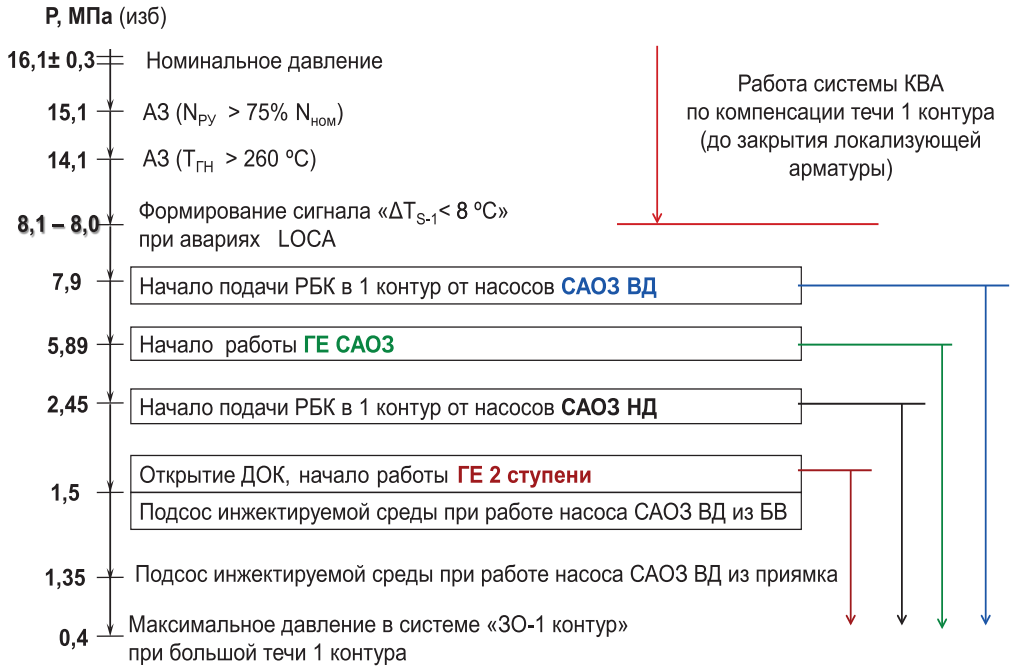


Рисунок 4.5
Поддержание запаса теплоносителя в реакторе при авариях «LOCA» (проект В-392М)

4.4.3.2 Курская АЭС-2 (ВВЭР-ТОИ)

В проекте Курской АЭС-2 комбинированный насос-эжектор САОЗ ВД не применяется, а используется традиционный многоступенчатый центробежный насос с расходно-напорной характеристикой, как в проекте В-491 (смотри таблицу 4.4).

Активная часть САОЗ (система JNA) имеет двухканальную структуру с резервированием каналов 2 х 100 %. Насос САОЗ НД, в отличие от проекта НВАЭС-2, не имеет резерва внутри канала.

В проекте постулируется возможность резервирования выполнения одной и той же функции безопасности различными комплексами активных и пассивных систем/элементов безопасности.

Так при аварии с большой течью отвод тепла от РУ и подпитка активной зоны может осуществляться как за счет работы насосов низкого давления системы JNA, так и благодаря функционированию комплекса активных и пассивных систем: насоса высокого давления системы JNA в совокупности с гидроемкостями первой и второй ступеней. При малых течах подпитку активной зоны обеспечивает насос высокого давления системы JNA, отвод тепла от РУ осуществляется системами отвода тепла по второму контуру. В этом же режиме функция безопасности может быть выполнена при отсутствии насоса высокого давления за счет работы гидроемкостей первой ступени на начальном этапе и быстрого расхолаживания РУ системами отвода тепла через второй контур для снижения параметров до уставки подключения к первому контуру насосов низкого давления системы JNA или ГЕ 2 ступени.

4.4.3.3 ЛАЭС-2 (РУ В-491)

Системы аварийного впрыска высокого (JND) и низкого (JNG-1) давления составляют в проекте В-491 активную часть САОЗ.

Система аварийного впрыска низкого давления (JNG-1) предназначена для подачи раствора борной кислоты из бака-приямка ЗО в реактор при авариях с потерей теплоносителя 1 контура (включая разрыв ГЦК Ду 850), когда давление над акцтивной зоной снижается ниже рабочих параметров системы JNG-1 (2,45 МПа).

Система имеет четырехканальную структуру с резервированием каналов 4 х 100 %.

В состав каждого канала системы входят (рисунок 4.6):

– один центробежный насос (10 кВ);

– два теплообменника, установленных в параллель на всасе насоса;

– арматура;

– трубопроводы.

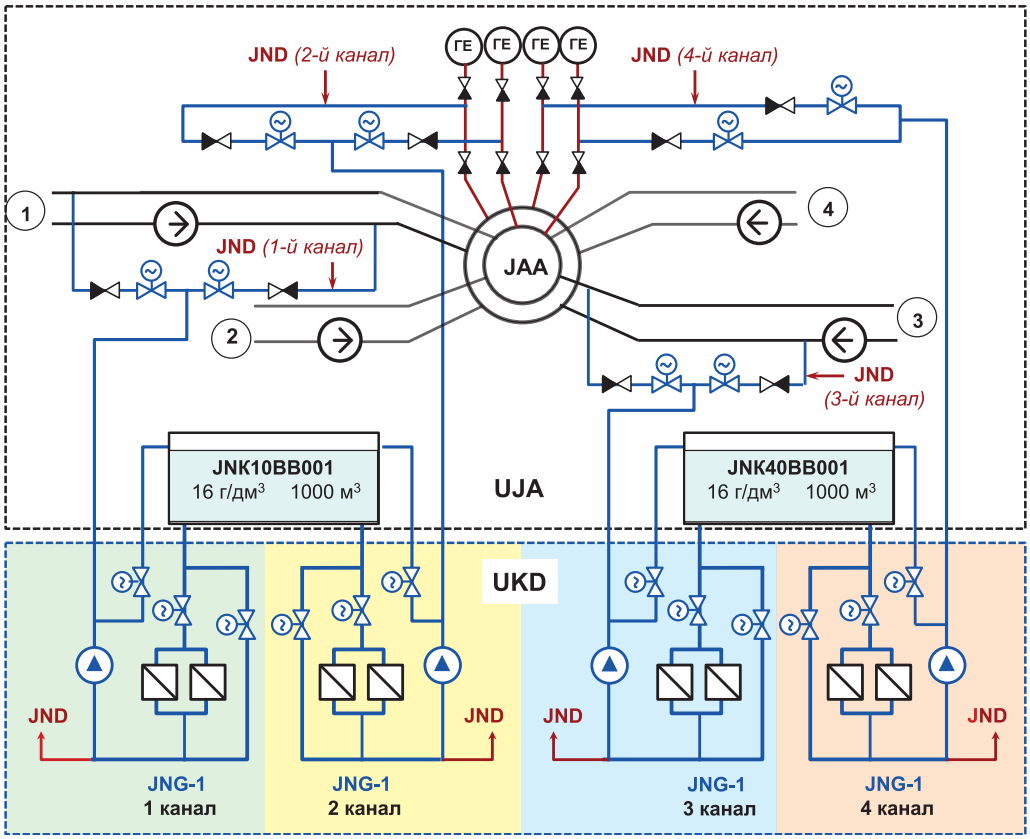


Рисунок 4.6
Упрощенная технологическая схема системы аварийного впрыска низкого давления JNG-1 (UJA – здание реактора; UKD – здание безопасности)

Всасывающие трубопроводы каждого канала имеют подключения к бакам-приямкам защитной оболочки запаса борированной воды низкой концентрации 16 г/дм³ (JNK10,40BB001).

Из бака-приямка вода поступает в раздаточный коллектор: либо через теплообменники системы, либо по байпасной линии, минуя теплообменники. Раздаточный коллектор обеспечивает подключение всасывающих трубопроводов насосов систем JNG-1, JND и JMN.

Напорные трубопроводы каналов JNG10 и JNG30 подсоединяются к петлям системы теплоносителя JEC10, 30 таким образом, чтобы половина расходов из JNG-1 направлялась к холодной нитке, а другая половина – к горячей.

Канал JNG20 подключается между двумя обратными клапанами, расположенными на трубопроводах от гидроемкостей САО3 JNG50 и JNG60 к реактору, а канал JNG40 – между двумя обратными клапанами, расположенными на трубопроводах от гидроемкостей САО3 JNG70 и JNG80.

При возникновении аварии, связанной с течью теплоносителя первого контура, насосы системы JNG-1 запускаются по следующим аварийным технологическим сигналам:

– запас до вскипания теплоносителя в первом контуре менее 8 °С;

– избыточное давление в защитной оболочке более 30 кПа и отсутствует сигнал течи 2 контура внутри ЗО.

При включении насосов JNG по аварийным сигналам и при давлении в первом контуре выше 2,5 МПа насосы работают по линии рециркуляции. При снижении давления в первом контуре ниже 2,45 МПа и при появлении требуемого расхода в напорном трубопроводе (смотри таблицу 4.3) клапаны на линии рециркуляции закрываются и насосы начинают подавать раствор борной кислоты из бака-приямка в реактор. Подача воды от каждого канала системы осуществляется одновременно: как в «холодную», так и в «горячую» нитку системы первого контура.

Таблица 4.3.
Расход от насосов системы JNG-1 в зависимости от давления в 1 контуре

Противодавление в 1 контуре, МПа	2,5	2,45	2,25	1,96	1,47	0,93	0,44	0
Расход от насосов JNG-1 при подаче из бака-приямка, $м^3/ч$	0	121	311	434	591	724	823	900

Первоначально, при температуре воды в баке-приямке менее 45 °С теплообменники системы JNG-1 отсечены от насосов САО3, а задвижки на байпасной линии открыты. При росте температуры воды в приямке более 45 °С (из-за поступления в бак горячего теплоносителя первого контура) предусмотрено автоматическое переключение всаса насосов с байпаса на теплообменники JNG: открытием арматуры на входе в теплообменники и закрытием – на байпасе.

При минимальной температуре (в зимний период) воды промконтура 6 °С, температура борного раствора, охлаждаемого в теплообменниках JNG10(20,30,40)AC001,002 и подаваемого в первый контур, будет не менее 20 °С.

Система аварийного впрыска высокого давления JND предназначена для подачи раствора борной кислоты в реактор при авариях с потерей теплоносителя, превышающей компенсационную способность системы нормальной подпитки, при давлении над активной зоной ниже 7,9 МПа (таблица 4.4).

Таблица 4.4
Расход от насосов системы JND в зависимости от давления в 1 контуре

Давление в 1 контуре, МПа	7,88	7,4	4,9	2,45	1,96	0,44	0
Расход от насосов JND при подаче из бака-приямка, $м^3/ч$	0	24	156	215	225	253	260

В режимах ЗПА (категория DEC-A) система обеспечивает поддержание запаса теплоносителя первого контура при больших течах, с наложением отказа по общей причине системы впрыска низкого давления: при давлении в 1 контуре 0,44 МПа производительность трех каналов JND равняется производительности одного канала JNG-1 (смотри таблицы 4.3 и 4.4).

Поддержание запаса теплоносителя производится путем подпитки первого контура раствором борной кислоты с концентрацией 16 г/кг и температурой не менее 20 °С.

Система имеет четырехканальную структуру с резервированием каналов 4 x 100 %.

В состав каждого канала входят (рисунок 4.7):

– центробежный, многоступенчатый насос (10 кВ);

– арматура;

– трубопроводы.

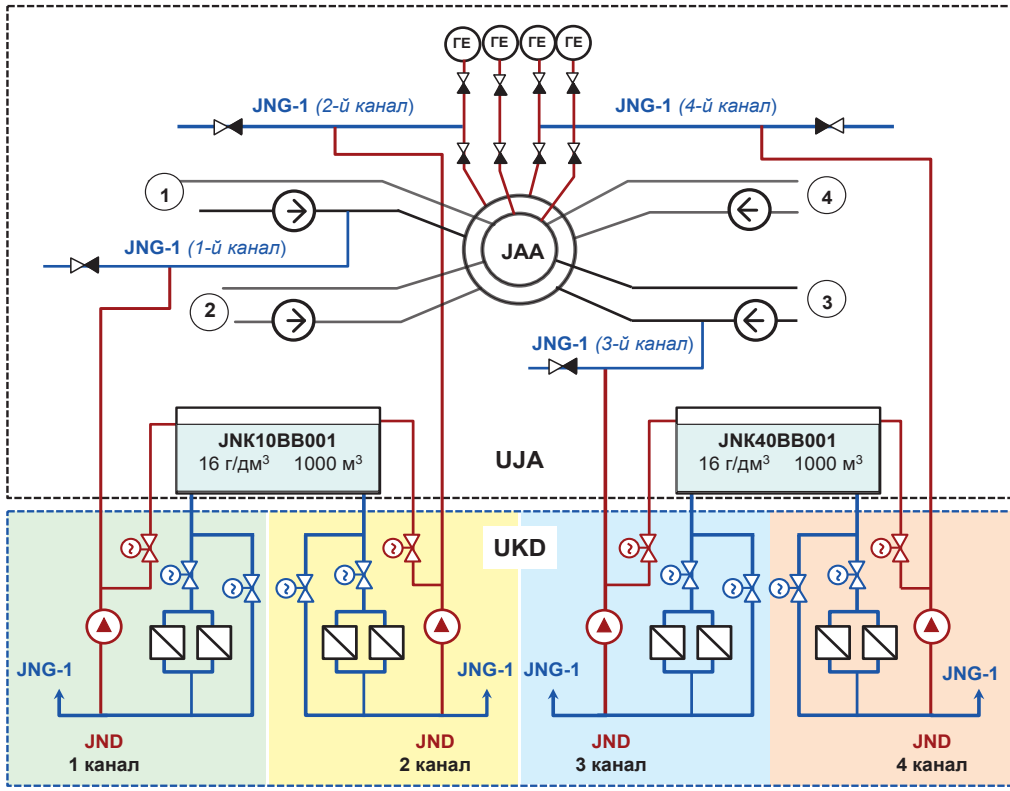


Рисунок 4.7
Упрощенная технологическая схема системы аварийного впрыска высокого давления JND (UJA – здание реактора, UKD – здание безопасности)

Всасывающие трубопроводы каждого канала системы через трубопроводы и теплообменники системы аварийного впрыска низкого давления подсоединяются к бакам-приямкам защитной оболочки запаса борированной воды низкой концентрации 16 г/дм^3 (по два канала к одному баку).

Напорные трубопроводы первого и третьего канала системы через напорные трубопроводы системы впрыска низкого давления подсоединены к холодным трубопроводам главных циркуляционных петель, а напорные трубопроводы второго и четвертого канала системы через напорные трубопроводы системы впрыска низкого давления и трубопроводы ГЕ САОЗ присоединены к напорной камере реактора.

Таким образом, все каналы САОЗ ВД в проекте ЛАЭС-2 подают раствор борной кислоты только под активную зону.

4.4.4 ПАССИВНАЯ ЧАСТЬ САОЗ

4.4.4.1 НВАЭС-2 (РУ В-392М)

Пассивная часть САОЗ включает в себя систему гидроемкостей 1 ступени и систему пассивного залива активной зоны (ГЕ 2 ступени). Запаса воды в гидроемкостях 1 и 2 ступеней достаточно, с учетом принципа единичного отказа, для повторного залива активной зоны реактора и съема остаточных тепловыделений в течение не менее 24 часов при течи теплоносителя 1 контура эквивалентным диаметром Ду 850 мм и отказе активной части САОЗ.

На соединительных трубопроводах ГЕ САОЗ – реактор предусмотрена установка дроссельных устройств (рисунок 4.8), ограничивающих расход подаваемой воды от емкостей с целью обеспечения охлаждения активной зоны в течение периода времени до включения гидроемкостей 2 ступени (116 секунда).

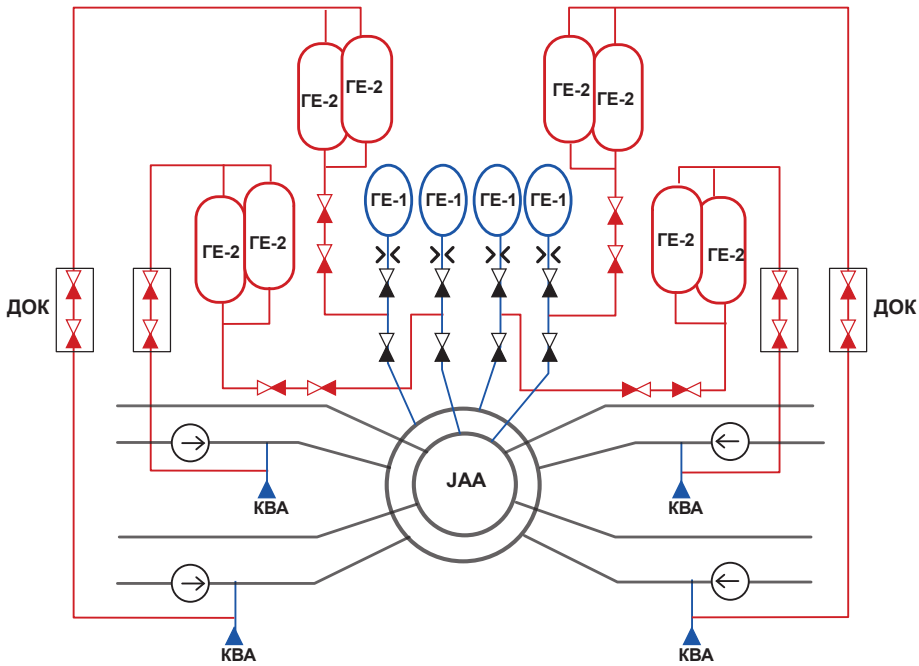


Рисунок 4.8
Проект В-392М. Упрощенная схема пассивной части САОЗ

4.4.4.2 Проект ВВЭР-ТОИ (Курская АЭС-2)

В проекте Курской АЭС в дополнение к системам ГЕ-1 и ГЕ-2 (проект НВАЭС-2) добавлена система гидроемкостей третьей ступени. Функционирование ГЕ-3 требуется только при запроектных авариях с полным отказом активной части САОЗ. Система срабатывает после исчерпания запаса борного раствора в гидроемкостях второй ступени и обеспечивает охлаждение активной зоны реактора пассивным образом на интервале времени от 24 ч до 72 ч с момента возникновения исходного события.

Система гидроемкостей третьей ступени состоит из четырех физически разделенных групп. Каждая группа системы имеет в своем составе три емкости объемом 60 м^3/ч каждая. Таким образом, общее количество гидроемкостей в системе равно 12, общий запас борного раствора (16 г/дм^3) составляет 720 м^3. Такой объем воды в ГЕ-3 достаточен для съема остаточных тепловыделений в течение не менее 48 часов (при условии работы СПОТ ПГ). Каждая группа гидроемкостей третьей ступени обеспечивает расход в реактор не менее 1,6 кг/с в начале работы и не менее 1,1 кг/с на заключительном этапе.

Борный раствор от гидроемкостей третьей ступени подается к реактору через систему гидроемкостей второй ступени. Оборудование, арматура и трубопроводы системы гидроемкостей третьей ступени располагаются за пределами гермооболочки, в пристройке здания UJA (в здании UKA). На трубопроводах связи систем ГЕ-3 и ГЕ-2 установлена локализующая арматура.

Опорожнение емкостей ГЕ-3 происходит поочередно следующим образом. При открытии локализующей арматуры на трубопроводах, соединяющих ГЕ-2 и ГЕ-3, создается избыточное давление в первой (по ходу среды) гидроемкости третьей ступени. Происходит ее слив в сливной трубопровод системы гидроемкостей второй ступени. После опорожнения первой емкости происходит повышение давления во второй емкости и ее слив в реактор через ГЕ-2. Для третьей емкости процесс повторяется.

Электроприводная арматура на трубопроводах гидроемкостей второй и третьей ступени запитана от системы аварийного электроснабжения 1 группы – от аккумуляторной батареи, рассчитанной на 72 часа работы. Проектом предусмотрена возможность подзарядки АБ от альтернативного дизель-генератора.

4.4.4.3 ЛАЭС-2 (РУ В-491)

Проект ЛАЭС-2 предусматривает пассивную систему **аварийного охлаждения активной зоны JNG-2 (ГЕ САОЗ),** аналогичную системе гидроемкостей 1 ступени в проекте НВАЭС-2: по структуре, техническим характеристикам и конструкции оборудования (рисунок 4.9).

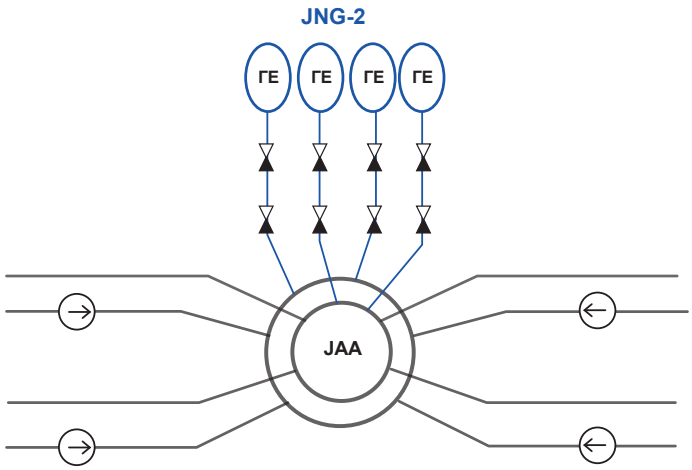


Рисунок 4.9
Проект В-491.
Упрощенная схема пассивной части САОЗ

ГЕ САОЗ обеспечивают подачу в реактор раствора борной кислоты с концентрацией не менее 16 г/дм^3 и температурой не менее 20 °С при давлении в первом контуре менее 5,9 МПа в количестве, достаточном для охлаждения активной зоны реактора до подключения насосов системы аварийного впрыска низкого давления в максимальной проектной аварии.

Консервативно в проекте принято начало подачи раствора борной кислоты от насосов САОЗ на 40 секунде, поэтому дроссельные шайбы на соединительных трубопроводах ГЕ САОЗ – реактор не устанавливаются и время слива ГЕ САОЗ при МПА составляет приблизительно 60–100 секунд, а не 180–190 секунд, как в проекте НВАЭС-2.

В режимах ЗПА при малых течах теплоносителя первого контура и отказе по общей причине системы аварийного впрыска высокого давления (JND) – гидроемкости САОЗ обеспечивают подпитку 1 контура до момента, когда возможно подключение активной системы аварийного впрыска низкого давления (JNG-1).

Гидроемкости 2 ступени в проекте В-491 отсутствуют. Поэтому пассивная часть САОЗ не может являться резервом активных систем САОЗ при больших течах теплоносителя 1 контура (как в проектах НВ АЭС-2 и Курской АЭС-2).

В **проекте АЭС «Ханхикиви»** предложено использовать систему хранения теплоносителя КВВ как диверсное средство при авариях с течами теплоносителя 1 контура и наложении отказа по общей причине активной части САОЗ (системы JND и JNG-1).

Для этого произведена следующая модификация проекта ЛАЭС-2 (рисунок 4.10):

– разработаны дополнительные линии подключения насосов системы КВВ к холодным ниткам первого контура (JEC);

– реализовано электроснабжение насосов КВВ от независимой системы аварийного электроснабжения.

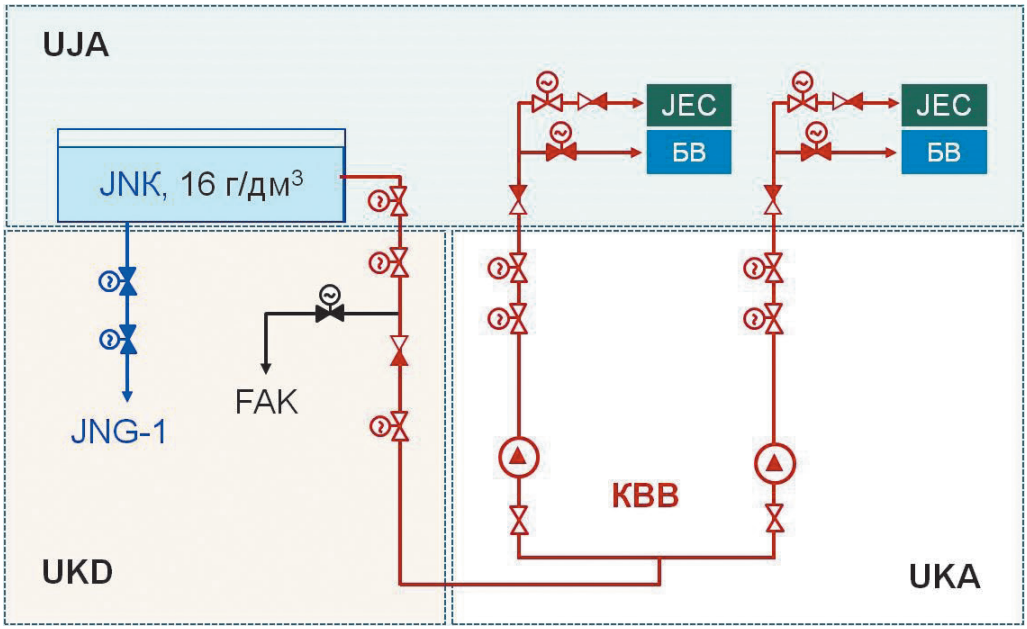


Рисунок 4.10
Схема переключения бака-приямка JNK с насосов системы JNG-1 на насосы системы KBB при течах 1 контура и отказе активной части САОЗ (UJA – здание реактора, UKD – здание безопасности, UKA – вспомогательный корпус)

В результате – при полном отказе системы аварийного электроснабжения (обесточивание АЭС с незапуском ДГ САЭ) насосы КВВ сохраняют свою работоспособность, так как получают электропитание от собственных дизель-генераторов.

При отказе по общей причине активной части САОЗ диверсная системы защит выдает управляющие сигналы на автоматическое включение в работу насоса КВВ и переключение бака-приямка JNK с насосов системы JNG-1 на насосы КВВ (рисунок 4.10).

Насос КВВ обеспечивает подачу борного раствора (16 г/дм^3) в реактор с расходом от 20 м^3/ч (при давлении в 1 контуре ≈ 1,5 МПа) до 80 м^3/ч (при давлении в 1 контуре менее 0,5 МПа). Для выполнения функции безопасности ВА «Поддержание запаса теплоносителя 1 контура» достаточно работы одного насоса, второй является резервным.

На рисунке 4.11 представлена диаграмма работы систем безопасности по поддержанию запаса теплоносителя в реакторе при авариях LOCA (проект В-491).

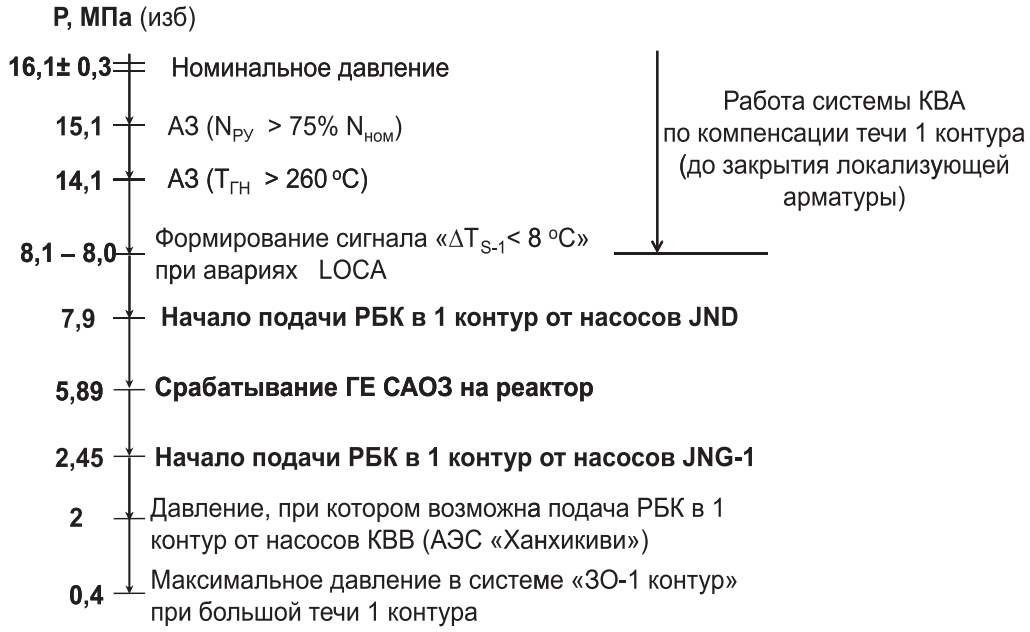


Рисунок 4.11
Поддержание запаса теплоносителя в реакторе при авариях LOCA (РУ В-491)

4.5 Функция ВВ «Отвод тепла от теплоносителя 1 контура»

Проект АЭС-2006 предусматривает два способа отвода тепла от теплоносителя первого контура к конечному поглотителю:

– через теплообменники активной части САОЗ (функция безопасности ВВ);

– через парогенераторы (функция безопасности ВС).

4.5.1 НВАЭС-2

Баки хранения борированной воды совмещены с бассейном выдержки отработанного топлива, в котором поддерживается температура в диапазоне от 40 °С до 60 °С. Данное решение обеспечивает подачу борного раствора в 1 контур с гарантированной температурой не менее 20 °С при постоянно подключенных теплообменниках активной части САОЗ.

Функция управления ВВ предусматривает ввод в работу обеспечивающих систем охлаждающей воды для отвода тепла к конечному поглотителю по сигналам ввода в работу активной части САОЗ:

– ВВ11 «Включение системы промконтура ответственных потребителей (КАА)»;

– ВВ12 «Включение системы технической воды ответственных потребителей реакторного отделения».

4.5.2 ЛАЭС-2. СИСТЕМА ОТВОДА ОСТАТОЧНОГО ТЕПЛА (JNA)

В режимах проектных аварий с потерей теплоносителя 1 контура теплообменники JNG10(20, 30, 40)AC001 и JNG10(20, 30, 40)AC002, установленные на всасывающем коллекторе насосов систем безопасности JND и JNG-1, обеспечивают охлаждение теплоносителя первого контура, подаваемого из баков-приямков ЗО в реактор (рисунки 4.6 и 4.7).

Функция управления BB11 предусматривает подключение теплообменников CAO3 при температуре в баках-приямках 3O более 45 °С и его отключение при температуре менее 41 °С. Данный алгоритм исключает возможность подачи борного раствора в 1 контур с температурой менее 20 °С.

В режимах проектных аварий с плотным 1 контуром функция отвода тепла от теплоносителя 1 контура со 130 °С до 60 °С обеспечивается совместной работой системы аварийного впрыска низкого давления JNG-1 и системы отвода остаточного тепла JNA.

Система отвода остаточного тепла JNA имеет структуру 4х50 % каналов. Два канала системы обеспечивают отвод тепла 84 МВт при температуре воды в промконтуре 33 °С.

Система JNA подключена к первому контуру следующим образом (рисунок 4.12): всасывающие трубопроводы JNA10, JNA20, JNA30, JNA40 подключаются к коллектору, который двумя трубопроводами подключен к петле № 2 и № 4 первого контура, причем подключение выполнено как к холодным, так и к горячим ниткам ГЦК.

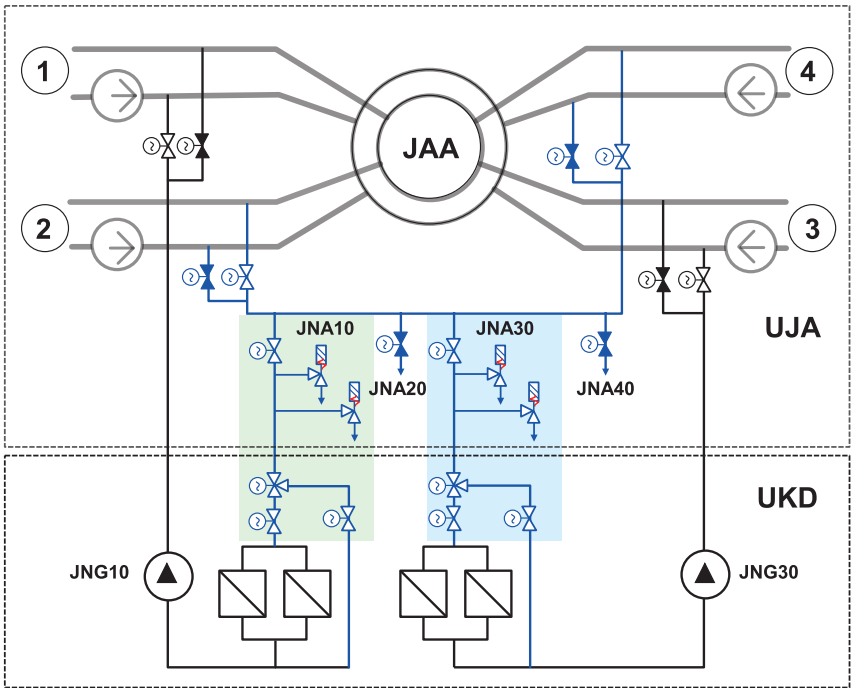


Рисунок 4.12
Упрощенная схема двух (из четырех) каналов системы отвода остаточного тепла JNA (UJA – здание реактора, UKD – здание безопасности)

Трубопровод Ду 300 каждого канала JNA10, 20, 30, 40 подключается к всасывающему трубопроводу насоса соответствующего канала системы JNG-1. Подключение выполнено как через теплообменник аварийного и планового расхолаживания, так и по байпасу его. Данное решение позволяет регулировать скорость расхолаживания первого контура, не изменяя расхода теплоносителя через насос JNG.

Трехходовой регулирующий клапан системы JNA обеспечивает:

– расхолаживание РУ со скоростью 30 °С/час;

– непревышение разности между температурой подаваемой среды в первый контур и температурой теплоносителя первого контура 50 °С;

– в режиме перегрузке активной зоны реактора – поддержание постоянной температуры воды в бассейне перегрузки.

Предохранительные клапаны JNA предназначены для защиты реактора от избыточного давления при низких температурах (ниже 130 °С) и для защиты оборудования и трубопроводов самой системы отвода остаточного тепла и спринклерной системы от превышения давления выше допустимого.

Основа для выбора производительности предохранительных клапанов:

– работают два канала системы JNA;

– три из четырех предохранительных клапанов работоспособны (отказ одного клапана в соответствии с критерием единичного отказа);

– в работе два насоса KBA20, 30AP001 при полностью открытых регулирующих клапанах на напоре насосов и три насоса KBA51, 52, 53AP001 с максимальной производительностью.

Предохранительные клапаны состоят из двух последовательно соединенных предохранительных клапанов в одном корпусе. При обычной работе первый клапан (предохранительный) закрыт и обеспечивает защиту от превышения давление. Второй клапан (изолирующий), установленный после первого, настроен на более низкое давление и, следовательно, открыт. В случае нарушения работы первого клапана, когда не происходит его обратной посадки, второй клапан закрывается и предохраняет, таким образом, от неконтролируемой аварии с потерей теплоносителя первого контура.

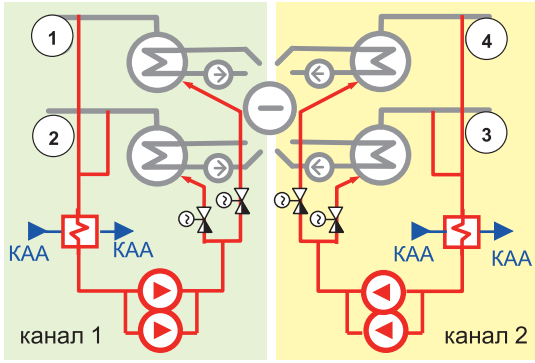
Каждый предохранительный клапан имеет две независимые системы управления (возможность открытия/закрытия) – от пружинного клапана и от электромагнитного клапана.

4.6 Функция BC «Отвод тепла от 1 контура через ПГ» и функция BD «Поддержание запаса теплоносителя в ПГ»

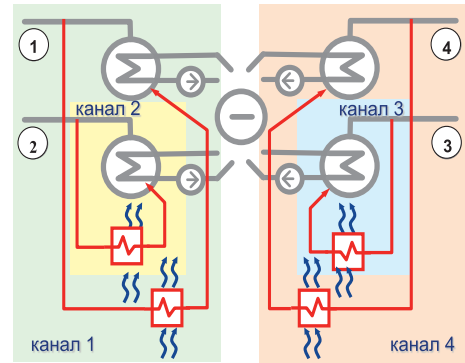
Для обеспечения функции теплоотвода от 1 контура через парогенераторы в проектах АЭС-2006 предусматриваются активные и пассивные технические средства.

4.6.1 НВАЭС-2

В проекте НВАЭС-2 активной системой теплоотвода является САР ПГ, пассивной – СПОТ ПГ. Обе системы работают по замкнутому циклу и не требуют постоянной подпитки ПГ химобессоленной водой (рисунок 4.13).



САР ПГ. Двухканальная структура с резервированием 2 х 100 %. Внутри канала – резервирование насосов. Один канал на 2 ПГ.



СПОТ ПГ. Четырехканальная структура с резервированием 4 х 33,3 %. Для каждого ПГ предусмотрен свой канал СПОТ.

Рисунок 4.13
Системы отвода тепла от 1 контура через ПГ в проекте В-392М

Конечным поглотителем тепла в данных схемах теплоотвода является атмосферный воздух:

– опосредовано через системы промконтура (КАА) и техводы → для САР ПГ;

– непосредственно → для СПОТ ПГ.

Особенностью проекта САР ПГ для НВАЭС является работа одного канала САР на два ПГ, что приводит к взаимным связям между ПГ-1 и ПГ-2, ПГ-3 и ПГ-4. Взаимные связи между ПГ влияют на динамику переходных процессов.

Например:

– рост давления в ПГ при ложном закрытии БЗОК сглаживается, так как часть пара уходит через трубопроводы САР в соседний парогенератор;

– при разной степени открытия регулирующих клапанов на линии возврата конденсата в ПГ возможно перекачивание теплоносителя из одного ПГ в другой.

Особенностью проекта СПОТ ПГ для НВАЭС является охлаждение теплообменников атмосферным воздухом. Данное решение делает процесс теплоотвода неограниченным по времени при наличии давления в ПГ. С другой стороны, воздушное охлаждение менее эффективно в сравнении с водяным охлаждением, примененным в проекте ЛАЭС-2. Кроме того, при охлаждении атмосферным воздухом процесс теплоотвода зависит от времени года (температуры наружного воздуха), поэтому невозможно настроить систему на расхолаживание с определенной скоростью (30 °С/ч, 60 °С/ч), в отличие от ЛАЭС-2.

В проекте ВВЭР-ТОИ (Курская АЭС-2) мощность СПОТ ПГ увеличена в сравнении с НВАЭС-2 за счет увеличения габаритных размеров теплообменников СПОТ (таблица 4.5).

Таблица 4.5
Сравнение СПОТ ПГ для проектов НВ АЭС-2 и Курская АЭС-2

Параметр	НВ АЭС-2	Курская АЭС-2
Количество теплообменников в системе	8	8
Габариты теплообменника (длина, ширина, высота), мм	8736 x 5010 x 2776	9822 x 5985 x 2689
Мощность одного теплообменника, МВт	8	9,6
Суммарная мощность СПОТ, МВт	64	76,8

4.6.2 ЛАЭС-2

Проект ЛАЭС-2 предусматривает два способа теплоотвода от 1 контура через ПГ (рисунок 4.14):

– путем сброса пара через паросбросные устройства (при наличии избыточного давления в ПГ и температуре теплоносителя 1 контура более 130 °С) и одновременной подпитки ПГ химобессоленной водой (разомкнутый контур);

– с помощью СПОТ ПГ (замкнутый контур).

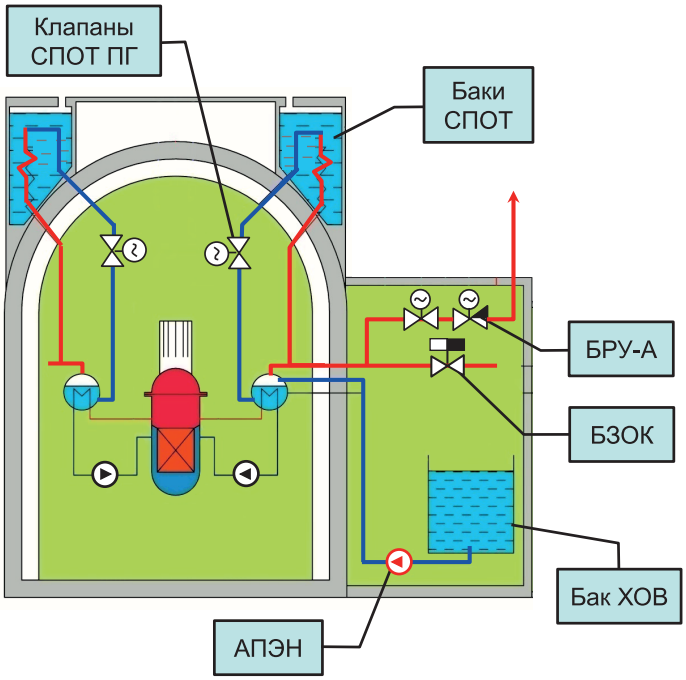


Рисунок 4.14
Системы отвода тепла от 1 контура через ПГ в проекте В-491

4.6.2.1 Система свежего пара в границах ядерного острова LBA-1

В состав системы свежего пара в границах ядерного острова LBA-1 входят паропроводы, главный паровой арматурный блок и запорная арматура за БЗОК (рисунок 4.15).

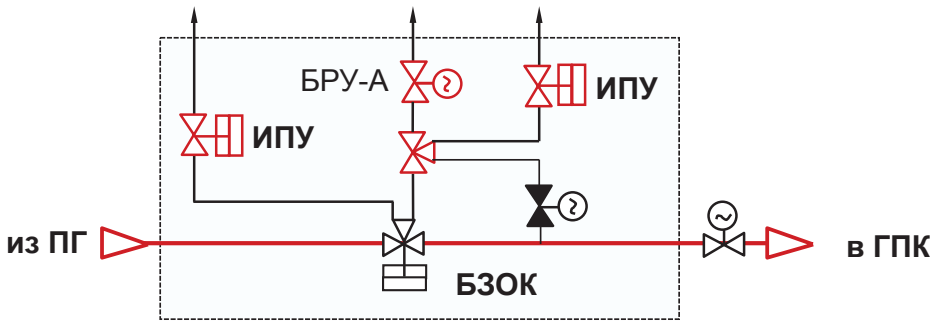


Рисунок 4.15
Схема парового арматурного блока

В состав парового арматурного блока входят:

– БЗОК – быстродействующий запорно-отсечной клапан;

– БРУ-А – быстродействующая редукционная установка сброса пара в атмосферу;

– запорный клапан перед БРУ-А;

– два импульсных предохранительных устройства парогенераторов (ИПУ ПГ).

Система LBA выполняет функции нормальной эксплуатации и функции безопасности. К функциям безопасности относятся:

– сброс пара в атмосферу при аварийном расхолаживании блока (функция BB);

– защита парогенераторов от чрезмерного роста давления (функция BF);

– отсечение паропровода при авариях, требующих локализации парогенератора (например, при течи из первого контура во второй – функция CD).

В части обеспечения функции BB система предусматривает:

– отвод тепла от теплоносителя первого контура на уровне 2 ГЭЗ путем сброса пара из ПГ в динамических режимах через БРУ-К или БРУ-А с последующим поддержанием заданного давления;

– отвод тепла от первого контура путем расхолаживания ПГ с помощью БРУ-А со скоростью 15 °С/ч; 30 °С/ч; 60 °С/ч;

– отвод остаточных тепловыделений до подключения системы пассивного отвода тепла (СПОТ ПГ) в режимах ЗПА.

В части обеспечения функций BF система предусматривает защиту парогенераторов от сверхдавления с помощью БРУ-А и/или предохранительных клапанов ПГ (смотри раздел 4.8).

В части обеспечения функций CD система предусматривает локализацию аварийного парогенератора с помощью:

– запорной арматуры перед БРУ-А;

– БЗОК и/или запорной арматуры после БЗОК.

4.6.2.2 Система аварийного расхолаживания ПГ

Система аварийной питательной воды и БРУ-А образуют систему аварийного расхолаживания ПГ. Система имеет четырехканальную структуру: 4 x 100 % (рисунок 4.16). Для реализации аварийного расхолаживания достаточно теплоотвода от одного ПГ.

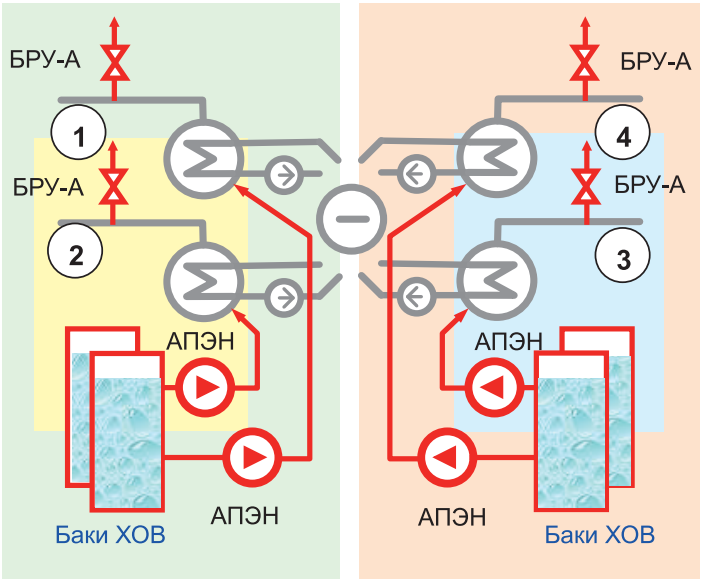


Рисунок 4.16
Схема теплоотвода от 1 контура через систему аварийного расхолаживания ПГ (АПЭН + БРУ-А)

Отвод тепла от РУ осуществляется путем сброса генерируемого в ПГ пара через БРУ-А в атмосферу. Подпитка ПГ осуществляется чистым конденсатом из баков химобессоленной воды (ХОВ) с помощью аварийных питательных электронасосов (АПЭН). Конечный поглотитель – воздух.

Система аварийной питательной воды (LAR/LAS)

Система аварийной питательной воды (LAR/LAS) предназначена для обеспечения питательной водой парогенераторов в режимах нарушений нормальных условий эксплуатации и в проектных авариях, когда подача питательной воды от штатной системы и вспомогательной системы невозможна. Система функционирует при исходных событиях, связанных с понижением уровня воды в парогенераторах и требующих аварийного расхолаживания или поддержания блока в горячем резерве.

В режиме аварийной подпитки система обеспечивает подачу воды в парогенераторы при следующих значениях противодавления (таблица 4.6):

Таблица 4.6
Расход от АПЭН в зависимости от противодавления в ПГ

Избыточное давление в ПГ, МПа	9,4	7,8	7,3
Расход аварийной подпитки ПГ, $м^3/ч$	77	138	165

Система состоит из четырех одинаковых и полностью независимых один от другого каналов LAR10, LAR20, LAR30, LAR40. Предусмотрена подача воды от каждого канала в один парогенератор. Подача воды в ПГ организована через специально предусмотренный штуцер аварийного питания.

В состав каждого канала входят (рисунок 4.17):

– аварийный питательный насос LAS10(20,30,40) AP001;

– арматура;

– трубопроводы.

На напорном трубопроводе установлен регулирующий клапан, поддерживающий заданный уровень в парогенераторе.

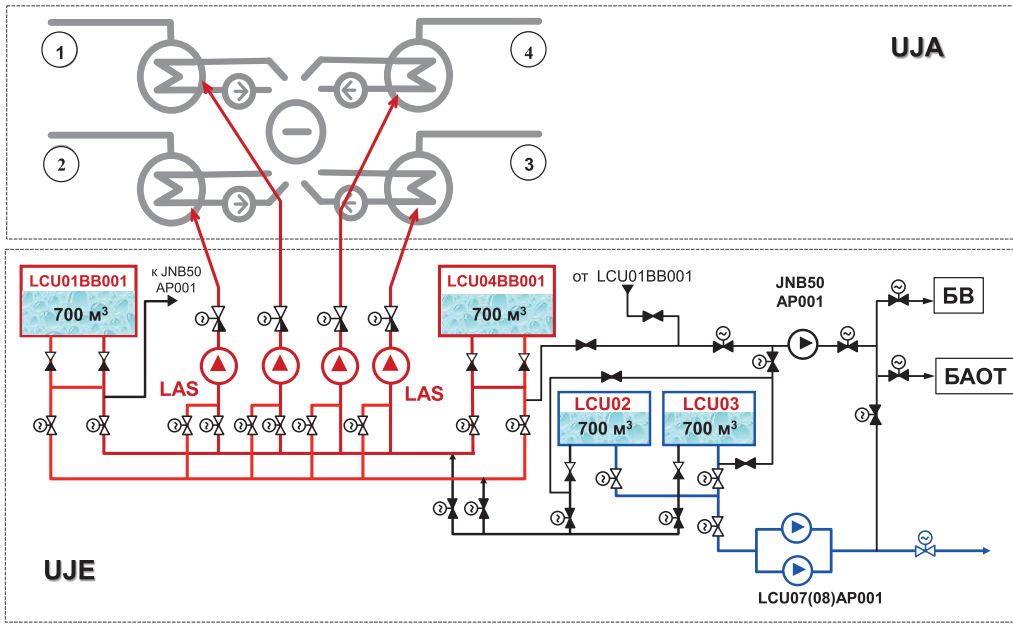


Рисунок 4.17
Упрощенная схема системы аварийной питательной воды LAR/LAS. Связь с баками LCU и насосом JNB50AP001 (UJA – здание реактора, UJE – паровая камера)

Для хранения запаса обессоленной воды используются баки системы подпиточной воды LCU01,02,03,04BB001 емкостью 700 м^3 каждый. При этом баки LCU01,04BB001 предназначены для обеспечения обессоленной водой только системы аварийной питательной воды. Баки LCU02,03BB001 исполь-

зуются для подпитки второго контура в режимах нормальной эксплуатации, однако в случае необходимости имеется возможность их подключения к всасывающим коллекторам аварийных питательных насосов. В баках поддерживается заданная температура обессоленной воды от плюс 20 °С до плюс 25 °С.

При запроектных авариях баки LCU01,02,03,04BB001 могут быть использованы для аварийной подпитки баков аварийного отвода тепла СПОТ (БАОТ) и бассейна выдержки с помощью насоса JNB50AP001.

При нормальной эксплуатации функционирование системы аварийной питательной воды LAR/LAS не требуется.

Система автоматически вступает в работу по команде из УСБТ при совпадении следующих технологических сигналов:

– уровень в парогенераторе менее ($H_{ном}$ – 900) мм;

– температура в первом контуре более 150 °С.

При авариях с разрывом трубопроводов пара и питательной воды в неотсекаемой от парогенераторов части формируется запрет работы канала системы аварийной питательной воды для дефектного ПГ.

В случае прохождения сигнала обесточивания насосы системы включаются по программе ступенчатого пуска дизель-генераторов САЭ.

4.6.2.3 Система пассивного отвода тепла через парогенераторы JNB

Система пассивного отвода тепла через парогенераторы работает за счет естественной циркуляции и является техническим средством преодоления ЗПА.

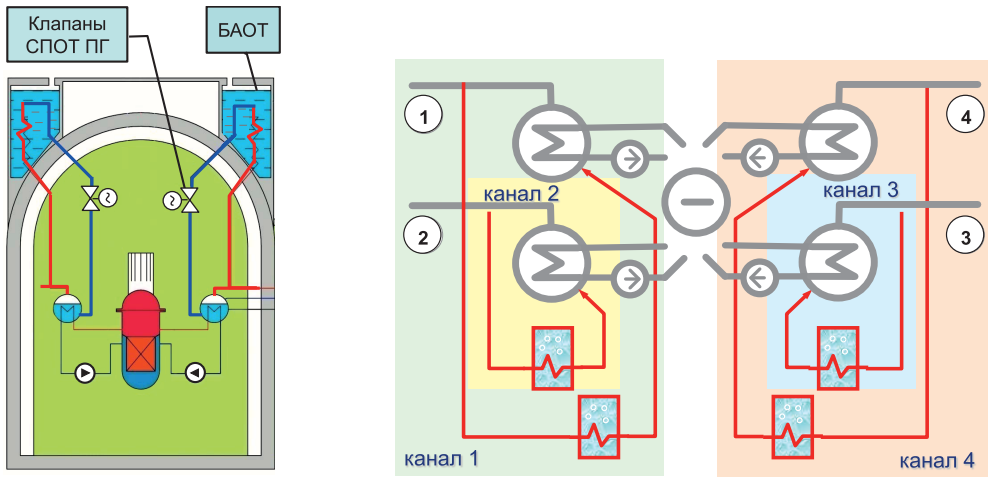
Система обеспечивает:

– отвод остаточных тепловыделений и расхолаживание реакторной установки в режимах полного обесточивания АЭС (с незапуском ДГ);

– отвод остаточных тепловыделений и расхолаживание реакторной установки в режимах с полной потерей питательной воды (ПЭН, ВПЭН и АПЭН);

– резерв активным системам безопасности (БРУ-А) в случае их отказа.

Упрощенная схема системы представлена на рисунке 4.18.



СПОТ ПГ. Четырехканальная структура с резервированием 4 x 33,3 %.
Для каждого ПГ предусмотрен свой канал СПОТ. Замкнутая схема теплоотвода.

Рисунок 4.18
Упрощенная схема СПОТ ПГ

Система состоит из четырех полностью независимых один от другого каналов. Каналы пространственно разнесены по внешней образующей защитной оболочки и отделены друг от друга строительными конструкциями.

Производительность системы составляет 4 x 33,3 %, т. е. трех работоспособных контуров циркуляции JNB достаточно для осуществления системой своих функций в полном объеме при любом аварийном режиме.

Упрощенная схема одного канала системы представлена на рисунке 4.19.

Каждый канал СПОТ ПГ включает в себя:

– один бак аварийного отвода тепла (БАОТ);

– шестнадцать секций теплообменников аварийного расхолаживания;

– «большой» (Ду 100) и «малый» (Ду 50) пусковые клапаны;

– локализующую (отсечную) арматуру;

– трубопроводы пара и конденсата.

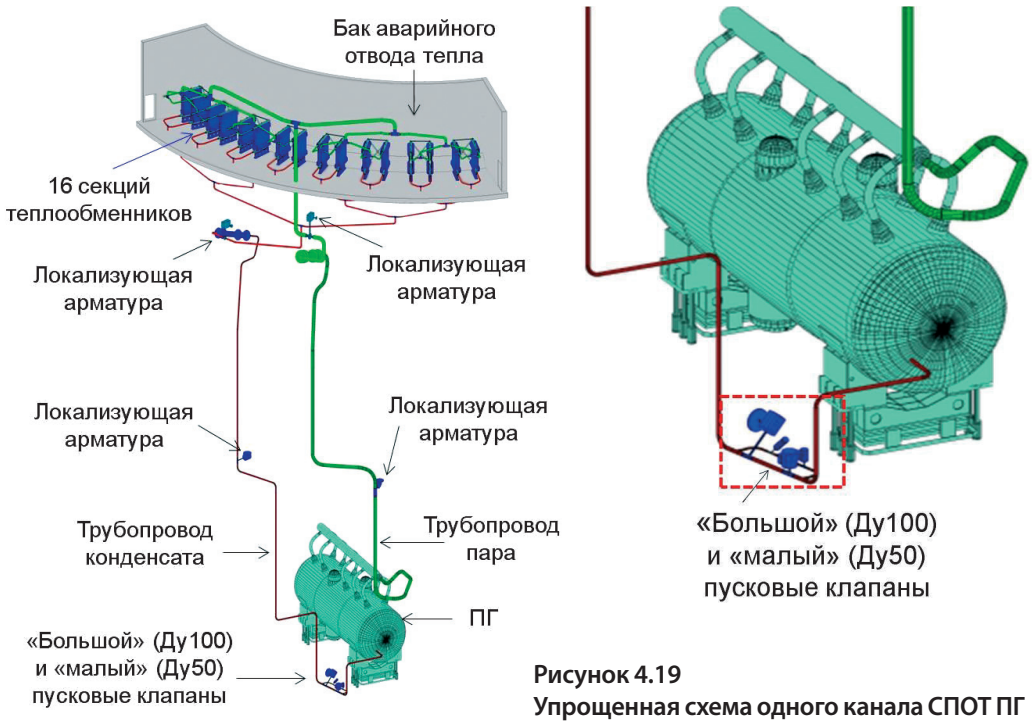


Рисунок 4.19
Упрощенная схема одного канала СПОТ ПГ

Теплообменники аварийного расхолаживания (ТОАР) предназначены для передачи тепла от парогенераторов к охлаждающей воде, находящейся в баке аварийного отвода тепла. Отвод тепла к конечному поглотителю от БАОТ осуществляется путем выпаривания воды в баках в течение, как минимум, первых 24 часов от начала аварии.

БАОТ выполнены в виде железобетонной облицованной нержавеющей сталью конструкции и расположены в отдельных помещениях кольцевой обстройки здания реактора над отметкой +59,850. Расположение баков аварийного отвода тепла выше парогенераторов обеспечивает естественную циркуляцию в контуре СПОТ ПГ.

Шестнадцать теплообменных секций ТОАР каждого канала размещаются внутри баков аварийного отвода тепла своего канала.

Полный водяной объем бака аварийного отвода тепла каждого канала системы JNB составляет 538 м^3. Теплообменные секции ТОАР находятся под уровнем воды (H = 5,54 м) в нижней части БАОТ. Общая теплопередающая поверхность каждого из четырех каналов СПОТ ПГ составляет ~ 226 м^2.

Каждый канал СПОТ подключен к паровому и водяному объемам соответствующего парогенератора. Паропровод СПОТ ПГ присоединен к паровому коллектору ПГ со стороны его глухого торца через специальный патрубок. Трубопровод отвода конденсата из теплообменника СПОТ подсоединен к специальному патрубку водяного объема парогенератора. Конец конденсатной линии заведен под уровень воды на глубину расположения нижней трети трубчатки ПГ.

Система теплоизолирована. В режиме ожидания подъемный трубопровод прогрет до уровня температур второго контура, поскольку паровой тракт системы постоянно подключен к паропроводу парогенератора.

В режиме работы блока на мощности установленная на трубопроводах подвода пара и отвода конденсата локализующая (отсечная) арматура постоянно открыта, что обеспечивает защиту оборудования СПОТ ПГ от превышения давления предохранительными клапанами ПГ. Отсечная арматура предназначена для автоматического вывода из эксплуатации аварийного канала СПОТ ПГ в случае разуплотнения контура циркуляции.

На опускном трубопроводе каждого канала СПОТ ПГ перед парогенератором параллельно друг другу установлены «большой» и «малый» пусковые клапаны. В режиме «ожидания» пусковые клапаны закрыты.

Принцип включения СПОТ ПГ основывается на автоматическом открытии пусковых клапанов: «малого» (электромагнитного) или «большого» (электроприводного) в соответствии с алгоритмами управления системой.

При аварии с полным обесточиванием энергоблока происходит потеря питания электромагнита и открытие «малого» пускового клапана по пассивному принципу.

При других исходных событиях для запуска СПОТ ПГ требуется подача инициирующего сигнала из АСУ ТП в соответствии с алгоритмами управления СПОТ ПГ.

Малый пусковой клапан – обеспечивает расхолаживание РУ со скоростью 30 °С/ч в следующих режимах:

– отказ всех источников электроснабжения переменного тока (blackout) при сохранении плотности 1 контура;

– полная потеря питательной воды, включая систему аварийной питательной воды.

Большой пусковой клапан обеспечивает расхолаживание РУ со скоростью 60 °С/ч в режимах, требующих ускоренного расхолаживания РУ:

– течь из 1 контура во 2 с отказом всех БРУ-А на не аварийных ПГ;

– течь 1 контура с отказом всех каналов САОЗ ВД и БРУ-А (БРУ-К).

Время выхода системы на максимальную мощность после полного открытия «малых» клапанов составляет ≈ 80 с, «больших» клапанов ≈ 40 с.

Максимальная мощность одного канала СПОТ ПГ в предусмотренных проектом режимах при температуре воды в БАОТ = 30 °С составляет:

– при открытии «малого» клапана ≈ 28 МВт;

– при открытии «большого» клапана ≈ 52 МВт.

Рассмотрим работу системы на примере. При отказе всех источников электроснабжения переменного тока при сохранении плотности первого контура срабатывает аварийная защита реактора. Рост давления во втором контуре приводит к срабатыванию БРУ-А (или к однократному срабатыванию ИПУ ПГ при отказе БРУ-А). Автоматическое включение в работу СПОТ ПГ происходит по факту незапуска дизель-генераторов при обесточивании реакторной установки путем открытия «малого» пускового клапана. БРУ-А закрываются после того, как уровень остаточных тепловыделений становится равным мощности, отводимой СПОТ ПГ.

Начинается прогрев охлаждающей воды БАОТ до кипения. В результате генерации пара в объеме БАОТ начинается постепенное понижение уровня воды в баке. Объем запасенной воды БАОТ в 3 каналах СПОТ является достаточным для расхолаживания реакторной установки в течение 24 часов с начала аварии.

Первоначальное заполнение и периодическая подпитка баков аварийного отвода тепла осуществляется из баков LCU02,03BB001 насосами аварийной подпиточной воды LCU07,08AP001 (рисунок 4.20).

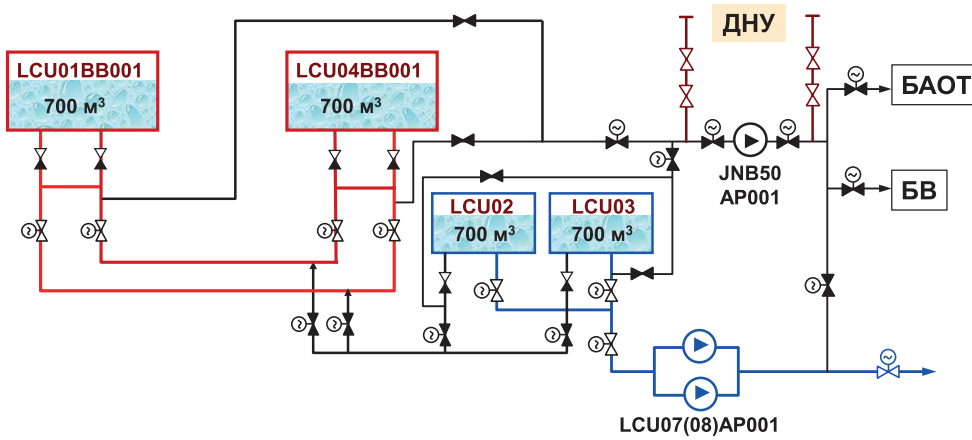


Рисунок 4.20
Схема первоначального заполнения и аварийной подпитки БАОТ

Для обеспечения подпитки баков аварийного отвода тепла после 24 часов при ЗПА с полной потерей всех источников переменного тока (blackout) предусмотрен маломощный высоконапорный насос JNB50AP001, расположенный в паровой камере и подключенный к бакам системы LCU. Электроснабжение данного насоса осуществляется от канала электроснабжения ЗПА, рассчитанного на 72 часа автономного функционирования (без учета нагрузки от насоса JNB50AP001) и имеющего возможность подключения мобильного дизель-генератора для подпитки аккумуляторных батарей и дальнейшего функционирования системы.

С целью дополнительного средства, дублирующего функцию подпитки баков аварийного отвода тепла, при ЗПА с полной потерей всех источников переменного тока предусмотрена мобильная высоконапорная дизель-насосная установка (ДНУ), подключаемая к специальным трубопроводам, выполненным в байпас насоса JNB50AP001.

В **проекте АЭС «Ханхикиви»** объем баков ХОВ увеличен с 700 м^3 до 1000 м^3. Кроме того, продублирован насос аварийной подпитки JNB50AP001 – в параллель установлено два насоса: рабочий и резервный.

4.7 Функция BE «Защита 1 контура от превышения давления и хрупкого разрушения» в проекте ЛАЭС-2

Для защиты целостности первого контура в проекте предусмотрены технические средства, обеспечивающие непревышение давления свыше допустимых пределов. Защита первого контура от роста давления обеспечивается:

– путем контролируемого сброса среды из оборудования первого контура в барботажный бак или в ЗО;
– путем конденсации пара в паровом объеме компенсатора давления;
– путем экстренного отвода тепла от теплоносителя первого контура через 2 контур.

В режимах нормальной эксплуатации и при нарушениях нормальной эксплуатации, связанных с отказами систем отвода тепла от активной зоны реактора, ограничение давления в 1 контуре обеспечивается путем впрыска в паровой объем КД теплоносителя с напора ГЦНА или насосами системы КВА, если впрыск с напора ГЦНА неэффективен.

В режиме проектной аварии, связанной с течью теплоносителя первого контура во второй, снижение давления в системе первого контура осуществляется путем расхолаживания 1 контура со скоростью 60 °С/ч и впрыском в паровой объем компенсатора давления насосами системы аварийного ввода бора JDH.

Для контролируемого сброса среды из первого контура в проекте В-491 предусмотрены следующие технические средства:

1. Предохранительные клапаны КД. Управляются от УСБТ, от пружины, через дополнительную линию управления – оператором с БПУ или РПУ.

2. Предохранительные клапаны в системе отвода остаточного тепла JNA: при температурах теплоносителя 1 контура ниже 130 °С. Управляются от УСБТ, от пружины, оператором с БПУ или РПУ.

3. Система аварийного газоудаления КТР. Управляется оператором с БПУ или РПУ.

Предохранительные клапаны КД предназначены для защиты оборудования первого контура от превышения давления. Структурное резервирование ИПУ КД: 3 х 50 %. Количество устанавливаемых импульсно-предохранительных устройств определено по принципу N + 1 (где N – количество ИПУ, обеспечивающее необходимый для снижения давления расход сбрасываемой среды), гарантирующему, что давление в первом контуре не превысит рабочее более чем на 15 % даже при отказе ИПУ с наименьшей уставкой на открытие.

Каждое ИПУ представляет собой блочную конструкцию и имеет дополнительную линию управления, предназначенную для принудительного открытия ПК КД оператором с БПУ или РПУ.

Предохранительные клапаны в системе отвода остаточного тепла JNA

При несанкционированном повышении давления в первом контуре выше расчетного давления, при низких температурах и создании угрозы разрушения первого контура по причинам хрупкой прочности функцию защиты первого контура (совместно с предохранительными клапанами компенсатора давления) выполняют предохранительные клапаны системы JNA.

Система аварийного газоудаления КТР аналогична подобной системе в проекте НВ АЭС-2. Система КТР обеспечивает возможность сброса парогазовой смеси в барботажный бак или в ЗО: из реактора, КД, коллекторов ПГ. Система состоит из трубопроводов и арматуры. Вся арматура продублирована (2 х 100 %). Управление арматурой – дистанционное с БПУ/РПУ.

Процедура управления водородной ситуацией в ЗО при тяжелых авариях предусматривает открытие арматуры системы аварийного газоудаления и ИПУ КД по сигналу превышения 400 °С над активной зоной. При этом исключается разрушение реактора при высоком давлении.

В **проекте АЭС «Ханхикиви»** дополнительно к перечисленным выше системам предусмотрена система аварийного снижения давления JEG-30 (рисунок 4.21).

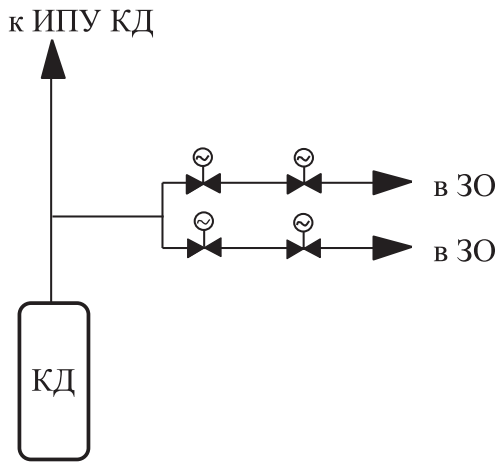


Рисунок 4.21
АЭС «Ханхикиви».
Система аварийного
снижения давления JEG-30

Система предназначена для снижения давления в реакторе до 1 МПа в режимах с разрушением корпуса реактора. Открытие запорной арматуры производит оператор с БПУ или РПУ.

4.8 Функция BF «Защита 2 контура от превышения давления в проекте ЛАЭС-2

Система защиты второго контура от превышения давления предотвращает рост давления в парогенераторах и паропроводах свежего пара сверх допустимой величины. Элементы системы входят в состав главных паровых арматурных блоков, которые устанавливаются по одному на каждый паропровод.

В проекте В-491 в состав каждого канала системы входят:

– БРУ-А с запорным клапаном перед ним;

– контрольное ИПУ ПГ;

– рабочее ИПУ ПГ.

Алгоритмы и уставки защит 2 контура от превышения давления в проектах НВАЭС-2 и ЛАЭС-2 идентичны друг другу (смотри рисунки 2.1.12.5 и 4.22).

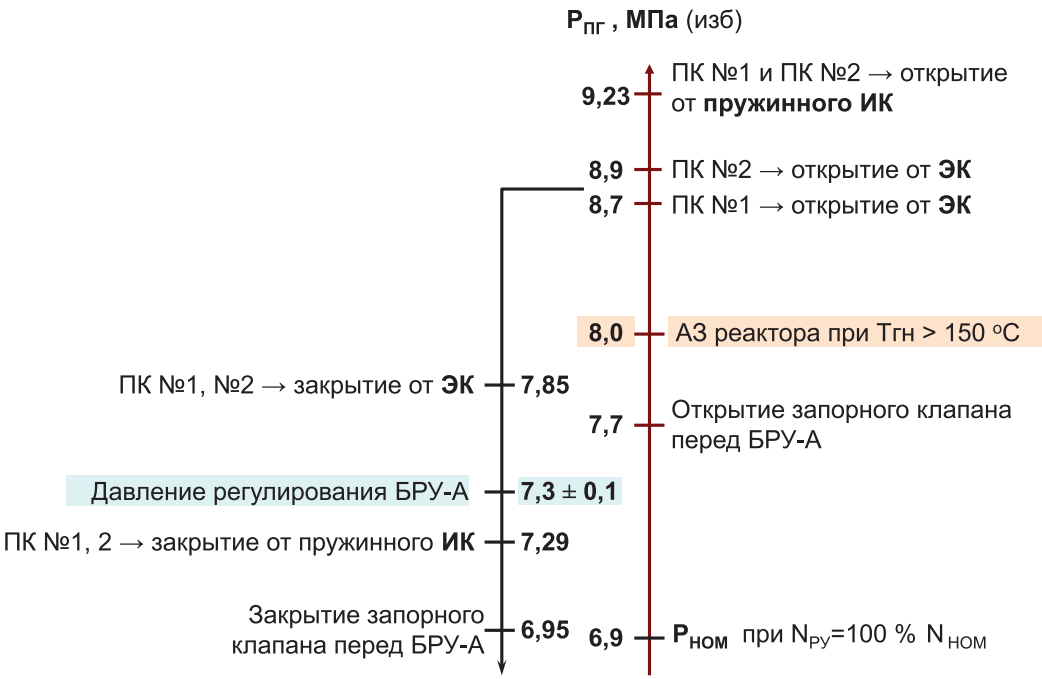


Рисунок 4.22
Уставки защит 2 контура от превышения давления

4.8.1 БРУ-А И ЗАПОРНЫЙ КЛАПАН ПЕРЕД БРУ-А

БРУ-А предназначена для сброса пара в атмосферу с целью предотвращения пульсирующего режима работы предохранительных клапанов в режимах резкого сброса нагрузки и обесточивания АЭС, а также сброса пара с целью отвода остаточных тепловыделений и расхолаживания реакторной установки при нарушениях нормальных условий эксплуатации и проектных авариях.

Функция защиты от превышения давления обеспечивается совместной работой БРУ-А и запорного клапана перед ней.

Запорный клапан перед БРУ-А представляет собой клапан с поршневым приводом, работающим от собственной среды. Управление обеспечивается двумя управляющими электроприводными клапанами, установленными на корпусе основного клапана. Время открытия запорной арматуры – менее 5 секунд.

При работе блока на мощности и отсутствии сигналов из УСБТ регулирующий клапан БРУ-А открыт на 50 %. Запорный клапан перед БРУ-А закрыт. Верхняя и нижняя поршневые камеры привода нагружены давлением системы. Закрытое положение клапана обеспечивается разностью площадей поршня в верхней и нижней камерах.

В случае повышения давления в паропроводе до 7,7 МПа открываются управляющие клапаны, верхняя поршневая камера привода запорного клапана через импульсный клапан разгружается в атмосферу и основной клапан открывается под воздействием давления системы.

БРУ-А при этом включается в режим поддержания давления (7,3 ± 0,1) МПа.

При уменьшении давления до 6,95 МПа управляющие клапаны закрываются, верхняя поршневая камера нагружается давлением системы, запорный клапан закрывается, а БРУ-А возвращается в исходное положение. С целью обеспечения надежности выполнения функции на основном запорном клапане предусмотрено два импульсных электромагнитных клапана.

Пропускная способность БРУ-А по насыщенному пару при давлении 7,7 МПа составляет 1000 т/ч.

4.8.2 ИПУ ПГ

Для обеспечения принципа разнообразия и повышения надежности выполнения функции ИПУ ПГ на каждом ИПУ предусмотрено два импульсных клапана с разным принципом действия:

– электромагнитный импульсный клапан, работающий по сигналам от УСБТ;

– пружинный импульсный клапан прямого действия.

В аварийных режимах, связанных с повышением давления во втором контуре до уставок срабатывания ИПУ ПГ, происходит их открытие. При достижении величины давления 8,7 МПа по сигналу из УСБТ открывается контрольный ПК ПГ, а при давлении 8,9 МПа открывается рабочий ПК ПГ. Оба клапана закрываются при снижении давления во втором контуре до 7,85 МПа. При повышении давления до величины уставки на открытие через импульсный клапан нагружается поршневая камера основного клапана и он открывается за счет усилия, возникающего в результате разности площадей поршня привода.

Пропускная способность ИПУ ПГ по насыщенному пару при давлении 8,7 МПа составляет 1050 т/ч.

Для закрытия клапана поршневая камера разгружается в атмосферу через импульсный клапан и основной клапан закрывается под воздействием давления системы.

4.9 Функция BG «Отвод тепла от бассейна выдержки»

4.9.1 НВАЭС-2

В проекте предусмотрены пределы безопасной эксплуатации по температуре воды в бассейне выдержки (80 °С) и уровню воды в БВ (6 метров при работе на мощности).

При проектных и запроектных авариях допускается кипение воды в БВ.

Для охлаждения отработавших ТВС, хранящихся в БВ, проектом предусмотрены следующие технологические системы (рисунок 4.23):

– FAK – двухканальная система охлаждения бассейна выдержки. Для отвода тепла от БВ используется теплообменник системы FAK10,20AC001.

– JNA – двухканальная система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки. Для отвода тепла от БВ используется теплообменник системы JNA.

Для поддержания уровня в БВ используются линии аварийной подпитки (Ду 50) от системы FAK10,20 (по инициирующему сигналу из УСБТ) или от системы JNA (управление – оператор БПУ).

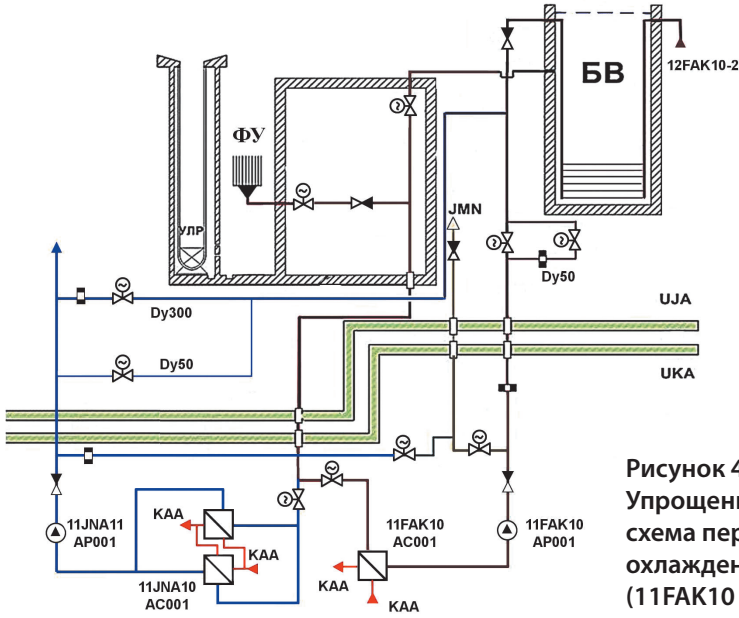


Рисунок 4.23
Упрощенная технологическая схема первого канала систем охлаждения бассейна выдержки (11FAK10 и 11JNA)

Конечным поглотителем при отводе тепла от БВ является атмосферный воздух по следующей схеме:

– теплообменники систем FAK и JNA охлаждаются водой промконтура ответственных потребителей KAA;

– теплообменник промконтура KAA охлаждается системой техводы ответственных потребителей;

– в брызгальных бассейнах техвода охлаждается атмосферным воздухом.

Для системы FAK применен принцип совмещения функций нормальной эксплуатации (охлаждение бассейна выдержки) и функции безопасности (использование в качестве спринклерной системы при авариях с течами первого и второго контуров в гермообъеме).

При авариях с локализацией ЗО отвод тепла от бассейна выдержки осуществляется в испарительном режиме. В этом случае подпитка БВ производится от системы FAK (которая одновременно выполняет роль спринклерной системы). При отказе системы FAK оператор имеет возможность подпитывать топливный бассейн насосами аварийного и планового расхолаживания низкого давления. В обоих случаях подпитка производится через линию Ду 50 с расходом 20 м^3/ч.

При авариях с полной потерей источников переменного тока (обесточивание и незапуск всех ДГ) необходимы следующие действия персонала: не позднее 24 часов с момента начала аварии ввести в действие альтернативный промконтур и обеспечить подачу воды в БВ из приямка ЗО с температурой менее 70 °С и расходом ≈ 50 м^3/ч от первого канала системы FAK.

4.9.2 ЛАЭС-2

Проектом предусмотрены следующие критерии по температуре в бассейне выдержки отработавшего топлива:

– не более 50 °С при работе АЭС на мощности и плановой перегрузке топлива;

– не более 60 °С при плановой перегрузке и при полной выгрузке всех ТВС активной зоны в БВ;

– допускается кипение воды в режимах с потерей штатных средств охлаждения БВ.

Не допускается снижение уровня в БВ менее 8 метров.

Для теплоотвода от БВ предусмотрены следующие технологические системы (рисунок 4.24):

– система охлаждения топливного бассейна FAK10 (FAK40). Для отвода тепла от БВ используется теплообменник системы FAK.

– второй и третий каналы систем JNA/JNG-1/JMN. Для отвода тепла от БВ используется теплообменник системы JNG20(30)AC001.

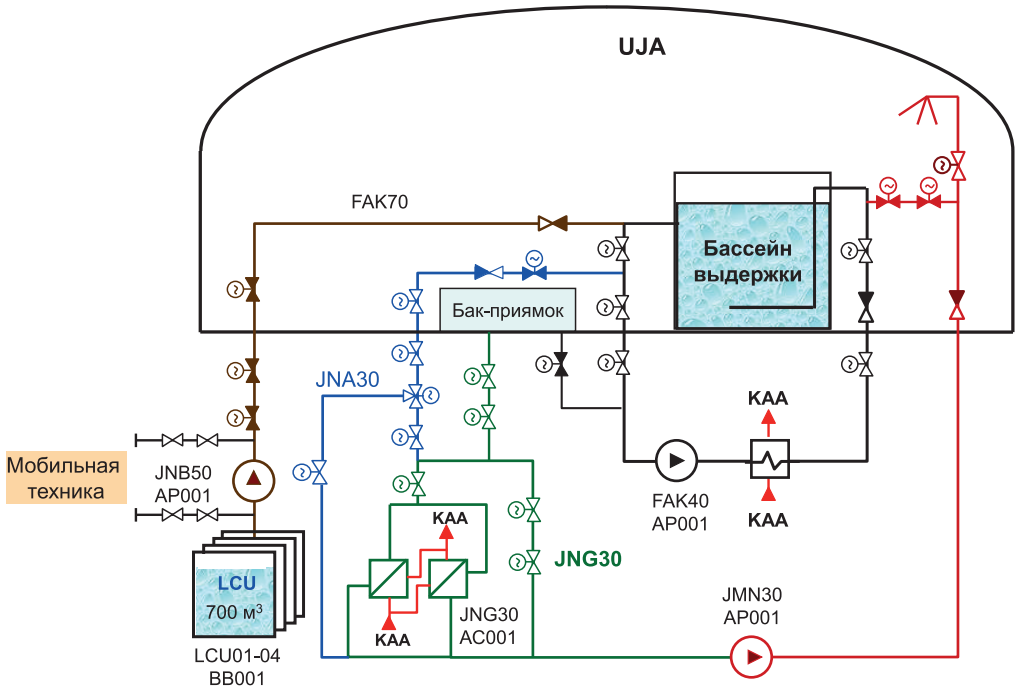


Рисунок 4.24 Упрощенная схема охлаждения топливного бассейна: канал FAK40, канал JNA30 → JNG30 → JMN30. Аварийная подпитка БВ по линии FAK70

Система охлаждения топливного бассейна FAK является системой нормальной эксплуатации и состоит из двух каналов FAK10 и FAK40.

Для выполнения функций охлаждения топливного бассейна в режиме работы АЭС на мощности достаточно работы одного канала FAK.

Для выполнения функции охлаждения топливного бассейна в режиме плановой перегрузки достаточно работы двух каналов FAK.

В режиме полной выгрузки активной зоны в топливный бассейн достаточно работы двух каналов FAK или одного канала FAK10(40) и одного канала JMN/JNG30(20) при неисправности канала FAK.

В режиме аварийной выгрузки активной зоны в топливный бассейн достаточно работы двух каналов FAK или одного канала FAK10(40) и одного канала JMN/JNG30(20) при неисправности канала FAK.

Подключение каналов систем JNG20,30, JNA20,30, JMN20,30 для охлаждения топливного бассейна допускается только через трубопроводы на неработающем канале FAK10 или FAK40. Одновременная работа трех каналов FAK10, FAK40 и JNG20(30), JNA20(30), JMN20(30) не допускается.

По сигналу «$P_{ГО}$> 30 кПа»:

– система FAK не отсекается от контаймента и продолжает работать на охлаждение БВ по замкнутому контуру;

– локализующая арматура системы JNA закрывается и отсекает всас спринклерных насосов от БВ. Также закрывается арматура на линии подачи воды в БВ от насосов JMN. Спринклерные насосы начинают работать из бака-приямка на форсунки ЗО.

При уровне в БВ менее 8,4 метра система FAK отсекается от бассейна – закрытием ближайшей к БВ арматурой.

При обесточивании в работу включаются ранее работавшие насосы FAK по программе ступенчатого пуска дизель-генераторов и система функционирует также, как и в режиме НЭ.

При запроектных авариях система FAK используется по своему прямому назначению, если сохраняют работоспособность система КАА, обеспечивающие системы вентиляции и система электроснабжения.

Отказ системы промконтура КАА приводит к режиму с потерей штатных средств охлаждения БВ. В этом случае отвод остаточных тепловыделений от хранящихся в топливном бассейне ТВС осуществляется путем выпаривания воды из БВ. Для исключения оголения ОТВС в таких режимах необходимо обеспечить своевременную подпитку БВ.

В проекте предусмотрена подпитка топливного бассейна из баков-приямков ЗО насосами следующих систем:

– **JMN** спринклерная система (насосы запитаны от системы аварийного электроснабжения – САЭ);

– **FAK** система охлаждения БВ (насосы запитаны от САЭ);

– **FAL** система очистки воды БВ (насосы запитаны от СНЭ НЭ).

При авариях, связанных с потерей всех источников переменного тока более 24 часов, производится аварийная подпитка топливного бассейна по линии:

– четыре бака LCU01-04BB001 по 700 м^3 каждый;

– высоконапорный насос JNB50AP001 (запитан от канала электроснабжения для средств по управлению ЗПА);

– трубопроводы подсистемы FAK70 с обратным клапаном, локализующей и запорной арматурой (в режимах нормальной эксплуатации и при проектных авариях арматура на линии FAK70 закрыта).

При отказе насоса JNB50AP001 предусмотрена возможность подключения мобильной высоконапорной дизельной насосной установки.

4.10 Функция СА «Ограничение давления внутри ЗО» в проекте ЛАЭС-2

Проект В-491 предусматривает для снижения параметров внутри контайнмента в режимах проектных и запроектных аварий следующие технологические системы:

– спринклерную систему JMN;
– систему пассивного отвода тепла от защитной оболочки JMP.

4.10.1 СПРИНКЛЕРНАЯ СИСТЕМА (JMN)

Спринклерная система выполняет функции нормальной эксплуатации, функции безопасности для проектных аварий и функции безопасности для тяжелых аварий.

В режимах проектных аварий спринклерная система обеспечивает:

– снижение давления и температуры в защитной оболочке при авариях, связанных с течью теплоносителя первого или второго контура (впрыск в атмосферу защитной оболочки раствора борной кислоты для конденсации парогазовой смеси);

– вывод продуктов деления из атмосферы защитной оболочки;

– регулирование химического состава воды в баках-приямках защитной оболочки для длительного удержания йода и предотвращения коррозии конструкционных материалов при течах первого контура.

При запроектных авариях, связанных с отказом системы охлаждения топливного бассейна (FAK), система JMN обеспечивает резерв системе охлаждения топливного бассейна на время, необходимое для восстановления штатного канала охлаждения топливного бассейна FAK10(40).

При запроектных авариях, связанных с плавлением активной зоны реактора и выходом кориума за пределы корпуса реактора, насосом системы JMN20 (после восстановления электроснабжения) производится заполнение шахт ревизии ВКУ из баков-приямков ЗО.

Система JMN имеет структуру: 4 x 50 %. В каждом канале предусмотрены:

– спринклерный насос;

– коллектор со спринклерными соплами;
– арматура;
– трубопроводы.

Всасывающие трубопроводы каждого канала системы через трубопроводы системы аварийного впрыска низкого давления подсоединяются к своему баку-приямку защитной оболочки запаса борированной воды низкой концентрации 16 г/кг. Два канала системы подключены к одному баку системы JNK, два других – ко второму (рисунок 4.25).

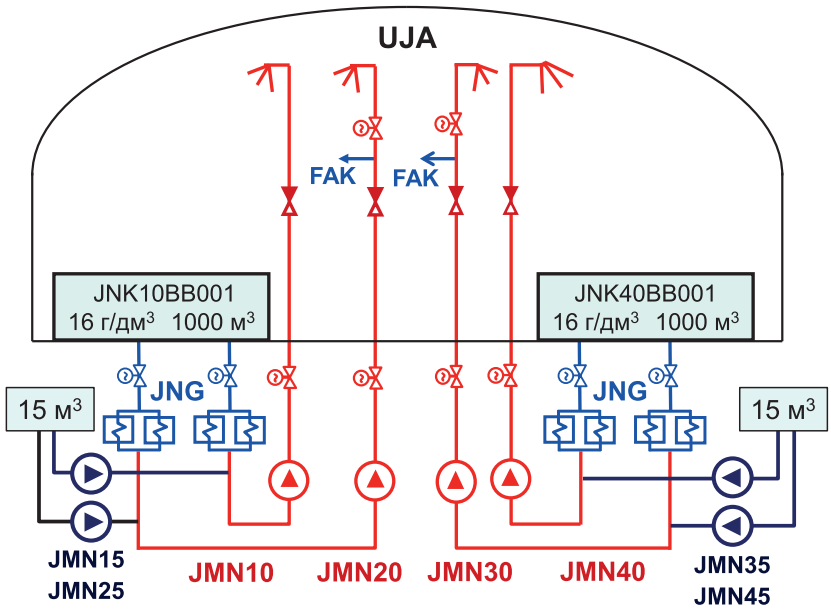


Рисунок 4.25
Упрощенная схема спринклерной системы с баками химреагентов

Напорные трубопроводы системы через обратный клапан подключаются к коллекторам со спринклерными соплами, расположенными под куполом контайнмента (UJA).

К линиям всаса спринклерных насосов подключены напорные линии насосов ввода химреагентов, обеспечивающие подачу химреагентов из баков запаса щелочи.

В системе предусмотрены два бака с химреагентами и четыре насоса ввода химреагентов. Система JMN должна обеспечить подачу химреагентов в

защитную оболочку для обеспечения связывания йода в паровоздушной среде защитной оболочки при проектных авариях с течью теплоносителя первого контура.

Каналы JMN20 и JMN30 внутри защитной оболочки через трубопроводы системы FAK имеют связи с топливным бассейном: по всасу и по напору (смотри рисунок 4.24).

Система JMN обеспечивает выполнение функции СА «Ограничение давления в защитной оболочке» по инициирующему сигналу УСБТ «Рост избыточного давления под защитной оболочкой более 30 кПа». По этому сигналу включаются спринклерные насосы, открывается арматура на линиях подачи среды в атмосферу ЗО, открывается арматура на линии забора среды от баков-приямков и включаются насосы подачи химреагентов на всас спринклерных насосов.

Распыленная среда в контайнменте возвращается в баки-приямки. В случае превышения температуры воды в баках-приямках свыше 45 °С осуществляется подключение теплообменников системы JNG-1: открывается арматура на входе в теплообменник и закрываются задвижки на байпасе.

Для выполнения функции безопасности система JMN должна обеспечить подачу воды в воздушное пространство ЗО с расходом не менее 600 т/ч (расход от одного насоса 300 т/ч) и температурой не более 80 °С.

4.10.2 Система пассивного отвода тепла от защитной оболочки (JMP)

Система пассивного отвода тепла от защитной оболочки (JMP) относится к техническим средствам преодоления ЗПА и предназначена для длительного (автономный режим – не менее 24 часов) отвода тепла от защитной оболочки при запроектных авариях.

Система обеспечивает снижение и поддержание в заданных проектом пределах давления внутри защитной оболочки и отвод конечному поглотителю тепла, выделяющегося под защитную оболочку, при запроектных авариях, включая аварии с тяжелым повреждением активной зоны.

Функционирование системы основано на пассивных принципах и не требует для запуска в работу подвода извне электроэнергии и управляющих воздействий.

СПОТ ЗО состоит из 4 полностью независимых один от другого каналов производительностью 4 х 33,3 %.

Каждый канал включает в себя четыре теплообменника-конденсатора, соединенных трубопроводами с баками аварийного отвода тепла СПОТ ПГ (рисунок 4.26).

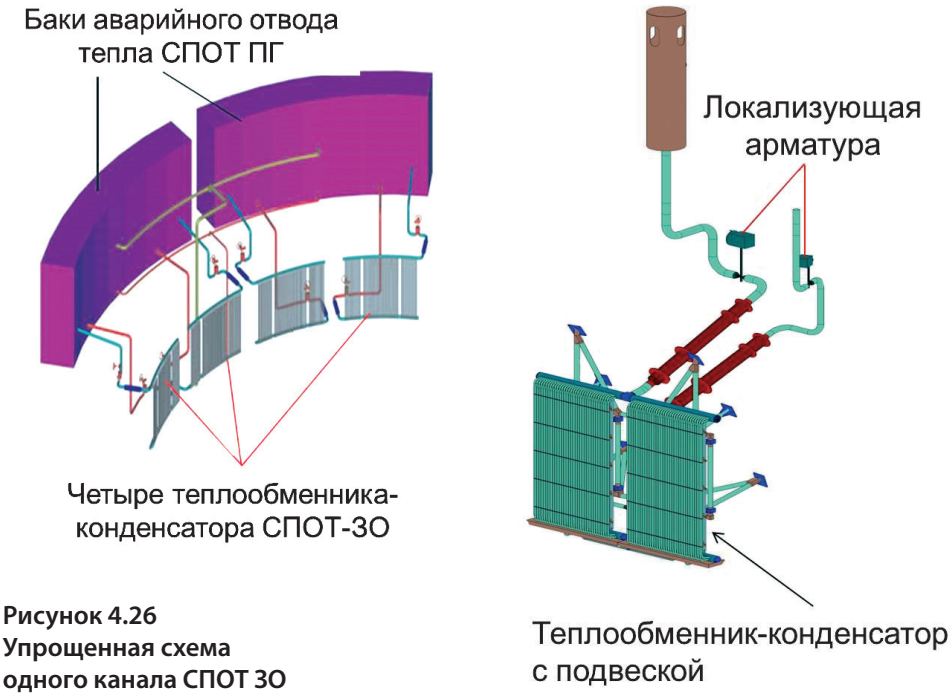


Рисунок 4.26
Упрощенная схема одного канала СПОТ ЗО

На трубопроводах связи теплообменников-конденсаторов и БАОТ установлена локализующая (нормально открытая) арматура, предназначенная для отсечения аварийного теплообменника-конденсатора в случае его течи. Локализующая арматура управляется дистанционно оператором с БПУ или РПУ. Для своевременного отсечения аварийной петли циркуляции от БАОТ проектом предусмотрена система обнаружения течей.

Для предотвращения переопрессовки контуров СПОТ ЗО в случае аварийного закрытия локализующей арматуры на теплообменниках-конденсаторах установлены предохранительные клапаны со сбросом среды в БАОТ.

Технические характеристики отдельного теплообменника-конденсатора и системы в целом приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7
Технические характеристики СПОТ ЗО

Характеристики	Теплообменник-конденсатор	Один канал СПОТ ЗО	Четыре канала СПОТ ЗО
Количество теплообменников-конденсаторов, шт.	-	4	16
Площадь теплообмена, м^2	75	300	1200
Тепловая мощность, МВт	до 1,33	до 5,3	до **21,28**

Для сравнения – тепловая мощность, отводимая воздушной градирней в проекте НВ АЭС-2, составляет **21,2 МВт** при температуре окружающего воздуха +24 °С.

Теплообменники-конденсаторы расположены по периметру на внутренней стенке контайнмента над отметкой 49,30 м. Баки СПОТ ПГ размещаются выше – в кольцевой обстройке наружной оболочки здания реактора на отметке +59,85 м (рисунок 4.27).

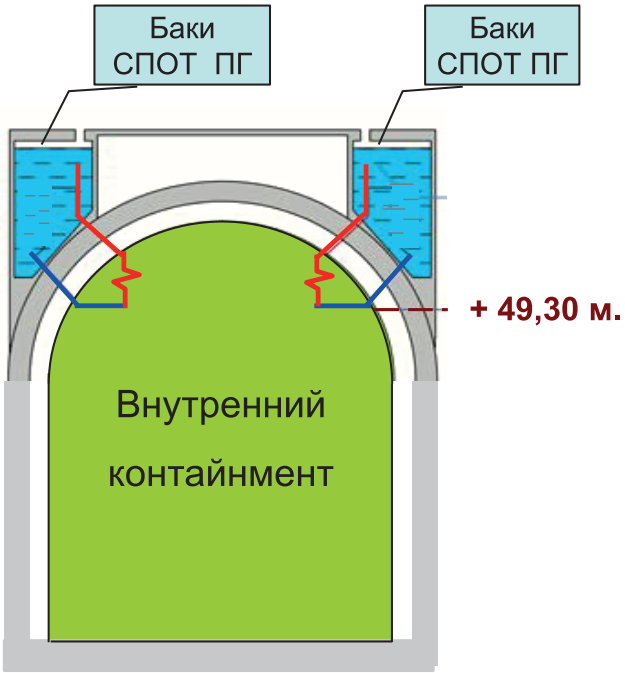


Рисунок 4.27
Размещение оборудования СПОТ ЗО по высоте

Тепло из контайнмента отводится за счет конденсации пара на теплообменниках-конденсаторах, от которых путем естественной циркуляции теплоносителя передается в баки аварийного отвода тепла. Отвод тепла к конечному поглотителю от баков аварийного отвода тепла осуществляется путем выпаривания воды в баках в течение, как минимум, первых 24 часов от начала аварии.

В период после 24 часов предусмотрены различные схемы подпитки БАОТ, в том числе и с помощью мобильного оборудования (смотри рисунок 4.20).

В режиме ожидания система находится в состоянии постоянной готовности к выполнению своих функций.

Запуск системы в работу осуществляется пассивным способом при любом повышении давления и температуры под защитной оболочкой без подвода извне электроэнергии и управляющих воздействий.

Пассивный принцип запуска системы в действие при любом повышении давления и температуры под защитной оболочкой обуславливает функционирование системы JMP при любых проектных и запроектных авариях с течами под ЗО.

4.11 Функция СВ «Локализация продуктов деления внутри ЗО» в проекте ЛАЭС-2

4.11.1 ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ЗЛА

Функция безопасности «Локализация продуктов деления внутри ЗО» обеспечивается следующими системами:

– герметичное ограждение (ГО);

– спринклерная система (JMN);

– трубопроводы систем: JNG, JND, JDH;

– баки-приямки защитной оболочки JNK10,40BB001;

– облицовка бассейна выдержки;

– система локализации утечек из защитной оболочки (KLC11/21/31/41).

Пространство, ограниченное герметичным ограждением, в котором обеспечивается удержание радиоактивных веществ, образует зону локализации аварий (ЗЛА).

Герметичное ограждение предназначено для выполнения следующих основных функций:

– предотвращение или ограничение распространения выделяющихся радиоактивных веществ за границы ЗЛА;

– защита от внешних воздействий окружающей среды системы и (или) элементов, отказ которых может привести к выбросу радиоактивных веществ, превышающему проектное значение утечки.

Герметичное ограждение состоит из следующих основных элементов (рисунок 4.28):

– железобетонные строительные конструкции внутренней и внешней защитных оболочек;
– стальная облицовка (с системой анкеровки), выполненная на внутренней стороне внутренней защитной оболочки;
– герметичные проходки с закладными деталями,
– шлюзы с закладными деталями;
– участки трубопроводных коммуникаций, пересекающих ГО или подсоединяемых к ГО, в пределах изолирующих устройств;

– оборудование и трубопроводные коммуникации, выходящие за пределы строительных конструкций ГО и участвующие в образовании ЗЛА;
– локализующая арматура.

ЗЛА состоит из двух объемов. Первый герметичный объем (см. рисунок 4.28 – «V1») образуется:

– внутренней защитной оболочкой;
– локализующей арматурой, расположенной за пределами здания UJA;
– участками гермопроходок, расположенными за пределами внутренней защитной оболочки;
– участками трубопроводов от гермопроходок до локализующей арматуры, внешними дверями шлюзов;
– закладными деталями гермопроходок и шлюзов, расположенных во внешней защитной оболочке.

Второй объем (см. рисунок 4.28 – «V2») образуется:

– внутренней и внешней защитной оболочками;
– гермопроходками;
– внешними и внутренними дверями шлюзов;
– закладными деталями гермопроходок и шлюзов, расположенными во внешней и внутренней ЗО.

Таким образом, общая граница ЗЛА образуется (рисунок 4.28):

– внешней защитной оболочкой;
– локализующей арматурой, расположенной за пределами здания UJA;
– участками гермопроходок, расположенными за пределами внешней защитной оболочки;
– участками трубопроводов от гермопроходок до локализующей арматуры,
– внешними дверями шлюзов;
– закладными деталями гермопроходок и шлюзов, расположенными во внешней защитной оболочке.

В соответствии с НП-061-05 п. 4.3.14 отдельной ЗЛА является облицовка бассейна выдержки, которая должна выполняться как элемент системы локализации аварии.

Рисунок 4.28
Принципиальная схема ЗЛА

Поскольку при авариях с разрывом коллектора или теплообменной трубки парогенератора происходит объединение первого и второго контуров, то паропроводы до БЗОК и трубопроводы питательной воды до локализующих арматур (вне контайнмента) включительно также являются границей зоны локализации аварий.

4.11.2 ИЗОЛИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Изолирующие устройства предназначены для отсечения трубопроводов систем с технологическими средами, проходящих через защитную оболочку, и для предотвращения выхода в окружающую среду продуктов деления при проектной аварии с потерей теплоносителя.

В проекте ЛАЭС-2, в отличие от НВАЭС-2, пневмоарматура в качестве изолирующего устройства не применяется. На трубопроводах с технологическими средами в большинстве случаев устанавливается по два электроприводных клапана – один внутри гермообъема и один снаружи. Электроприводные клапаны обеспечены электропитанием от системы надежного электропитания первой группы надежности (аккумуляторные батареи системы аварийного электроснабжения). При этом выполнен принцип разделения: две отсечные арматуры, расположенные на одном трубопроводе, имеют питание от разных каналов системы электроснабжения.

Для защиты трубопроводов со средами, подверженными температурному расширению, устанавливают дополнительно предохранительный клапан (рисунок 4.29).

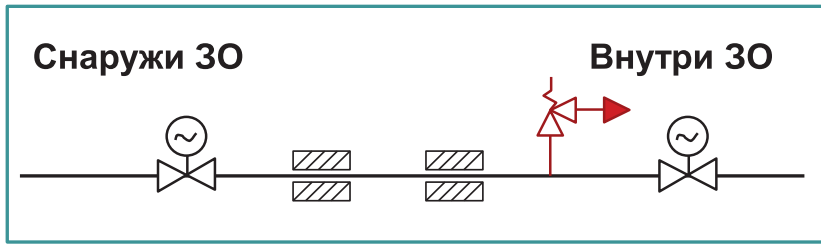


Рисунок 4.29
Локализующая группа с электроприводной арматурой

В **проекте АЭС «Ханхикиви»** для защиты от переопрессовки элементов локализующих групп предусмотрено использовать не предохранительные, а обратные клапаны. Они устанавливаются на байпасах локализующих арматур внутри ЗО (рисунок 4.30).

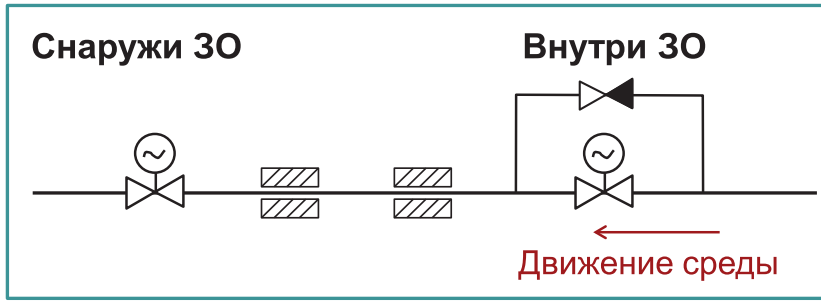


Рисунок 4.30
Локализующая группа с электроприводной арматурой

При повышении температуры водной среды в пространстве между локализующими арматурами осуществляется сброс избыточного давления через обратный клапан в трубопроводы ЗО.

Ручная локализующая арматура устанавливается на линиях, используемых только во время ремонта (например, на линии системы обнаружения дефектных сборок). При работе реактора на мощности арматура с ручным приводом находится в закрытом положении («на замке»), и ее открытие производится по специальному разрешению при остановленном и расхоложенном реакторе.

На трубопроводах систем безопасности, которые во время аварий с течью теплоносителя подают среду в защитную оболочку, устанавливается одна запорная арматура с электроприводом снаружи защитной оболочки (рисунок 4.31).

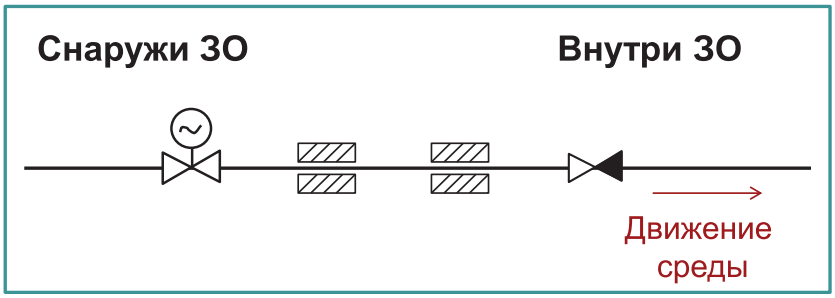


Рисунок 4.31
Локализующая группа системы безопасности

Локализующая арматура систем безопасности нормально открыта и по сигналам изоляции защитной оболочки не закрывается. В случае отказа канала СБ на запуск оператор закрывает локализующую арматуру на соответствующей линии.

При работе каналов систем безопасности во время аварий на подачу среды под защитную оболочку и/или забор среды из защитной оболочки граница локализации аварий проходит по трубопроводам и оборудованию находящихся в работе каналов.

Отсечная арматура внутри контайнмента также не устанавливается на паропроводы и трубопроводы питательной воды.

Трубопровод на заборе среды из аварийного приямка гермооболочки до локализующей арматуры включительно имеет специальную конструкцию – он выполнен как часть контайнмента и размещен внутри металлической

оболочки (капсулы), рассчитанной на параметры в ЗО при авариях (с учетом статического давления).

Датчики, импульсные линии к которым приходят из ГО, устанавливаются в специальных помещениях в межоболочечном пространстве, имеющих облицовку и трапы на случай разгерметизации.

Автоматический запуск алгоритма «СВ11– Изоляция ЗО» осуществляется для двух групп локализующей арматуры: «Локализация ГО-1» и «Локализация ГО-2».

Для первой группы локализующей арматуры инициирующим сигналом на срабатывание является «Избыточное давление в контайнменте более **5 кПа**». К этой группе относятся отсечная арматура систем вентиляции, спецканализации, дренажа оборудования здания реактора.

Для второй группы локализующей арматуры инициирующим сигналом на срабатывание является один из двух сигналов: «Избыточное давление в контайнменте более **30 кПа**» или «$\mathbf{\Delta T_{S\text{-}1} < 8\ °C}$».

«Локализация ГО-2» осуществляется с помощью локализующих групп, которые подразделяются на две категории 2а и 2б.

Для локализующей арматуры категории 2а предусмотрена возможность ее открытия оператором через 30 минут после возникновения инициирующего сигнала. К этой категории относится арматура промконтура, системы подпитки-продувки 1 контура, вспомогательных систем ГЦНА, системы дренажа оборудования здания реактора.

Для локализующей арматуры категории 2б управление становится возможным только после формирования сигналов «$P_{ГО} < 20$ кПа» и «$\Delta T_{S\text{-}1} > 12$ °С».

4.12 Функция СС «Локализация в кольцевом зазоре» в проекте ЛАЭС-2

Система локализации утечек из защитной оболочки KLC11/21/31/41 предназначена для создания разрежения в межоболочечном пространстве здания реактора и в здании безопасности в аварийном режиме.

Критерием выполнения системой заданных функций является:

– разрежение в межоболочечном пространстве здания реактора не менее 100 Па, в здании безопасности – не менее 50 Па;

– очистка удаляемого из помещений в атмосферу воздуха от радиоактивных аэрозолей и йодов (по аэрозолям – не менее 99,99 %; по молекулярному йоду – не менее 99,9 %; по органическим соединениям йода – не менее 99 %).

Система KLC11/21/31/41 имеет четырехканальную структуру с 50 % производительностью оборудования каждого канала. Номинальная производительность системы составляет 3600 $м^3$/ч.

Установка каждого канала запитана от соответствующего канала системы аварийного электроснабжения и включает в себя следующие элементы:

– обратные клапаны;

– установку фильтровальную комбинированную для очистки от радиоактивных аэрозолей и йода;

– герметический запорный клапан с электроприводом;

– противопожарные клапаны с электроприводом;

– воздухонагреватель электрический;

– вентилятор.

При повышении избыточного давления в защитной оболочке выше 30 кПа герметические запорные клапаны на границе вспомогательного корпуса и здания безопасности закрываются и два канала фильтров включаются в работу автоматически. Регулирующие клапаны на приточных воздуховодах межоболочечного пространства закрываются по закрытию герметических запорных клапанов на границе вспомогательного корпуса и здания безопасности.

Воздух удаляется из межоболочечного пространства и здания безопасности через каналы фильтров и по вытяжному воздуховоду через вентиляционную высотную трубу выбрасывается в атмосферу.

Воздухонагреватели включаются в работу при повышенной влажности поступающего на очистку воздуха (более 60 %).

В случае срабатывания пожарного извещателя происходит отключение работающих вентиляторов и автоматическое закрытие противопожарных клапанов, установленных в кольцевом пространстве на границе каналов безопасности.

4.13 Управление тяжелыми авариями в проекте ЛАЭС-2

Управление тяжелой аварией осуществляется с целью смягчения ее последствий. Основными задачами управления ТА являются:

– сохранение целостности четвертого физического барьера – защитной оболочки;

– ограничение выхода радиоактивных веществ и/или ионизирующих излучений в окружающую среду.

В проекте ЛАЭС-2 для управления тяжелыми авариями предусмотрены следующие технические средства:

– система удаления водорода из защитной оболочки;

– устройство локализации расплава активной зоны;

– система пассивного отвода тепла от защитной оболочки;

– система аварийного использования воды из шахт ревизии ВКУ.

Система удаления водорода из защитной оболочки предназначена для обеспечения водородной взрывобезопасности в зоне локализации аварии во время проектных и запроектных аварий.

Технологическая схема системы представляет собой распределение рекомбинаторов водорода, объединенных в восемь технологических групп, по помещениям зоны локализации аварии.

В состав системы входит 44 пассивных автокаталитических рекомбинатора водорода фирмы AREVA:

– FR90/1-1500 (28 единиц);

– FR90/1-750T (16 единиц).

Суммарная производительность системы при давлении 0,15 МПа и объемной концентрации водорода 4 % составляет приблизительно 188 килограмм водорода в час.

Для сравнения – в состав системы JMT в проекте НВАЭС-2 входят:

– автономные ПКРВ модели РВК-1000 в количестве 200 единиц;
– автономные ПКРВ модели РВК-500 в количестве 7 единиц.

В таблице 4.7 приведена производительность рекомбинаторов водорода, примененных в проекте НВАЭС-2.

Таблица 4.7
Производительность рекомбинаторов водорода в проекте НВАЭС-2

Производительность по рекомбинируемому водороду (при температуре 100 °С и давлении 0,1 МПа)	Типы ПКРВ	
	РВК-500	РВК-1000
при объемной концентрации водорода 3 %	0,16 кг/ч	0,39 кг/ч
при объемной концентрации водорода 5 %	0,32 кг/ч	0,77 кг/ч
при объемной концентрации водорода 8 %	0,67 кг/ч	1,58 кг/ч

Устройство локализации расплава предназначено для локализации кориума на внекорпусной стадии тяжелой аварии. Конструкция УЛР ЛАЭС-2 аналогична конструкции УЛР НВАЭС-2.

Подкритичность расплава в УЛР обеспечивается за счет добавок гадолиния в жертвенный материал. Для охлаждения расплава используется вода, которая поступает из шахт ревизии ВКУ или через клапаны пассивной подачи воды из шахты УЛР. Снаружи корпус УЛР охлаждается водой, поступающей в бетонную шахту с пола на нулевой отметке и/или баков-приямков ЗО.

Система аварийного использования воды из шахты ревизии ВКУ (JNB90) предназначена:

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

– для подачи в баки-приямки защитной оболочки 42 % раствора щелочи NaOH с целью снижения скорости образования летучих форм йода внутри защитной оболочки;

– для подачи борированной воды из шахты ревизии ВКУ в устройство локализации расплава при тяжелых авариях с выходом расплава за пределы корпуса реактора.

Автоматический ввод в работу системы по сигналам УСБ не предусмотрен, управление электроприводной арматурой системы JNB90 производит оператор с мозаичной панели запроектных аварий, расположенной на БПУ (РПУ).

Проектом предусмотрен следующий алгоритм действий оператора БПУ.

При достижении температуры парогазовой смеси на выходе из ТВС более предельного значения (600 °С) оператор обязан открыть арматуру JNB90AA101,AA103 на трубопроводах, соединяющих помещение УЛР с баками-приямками (рисунок 4.32).

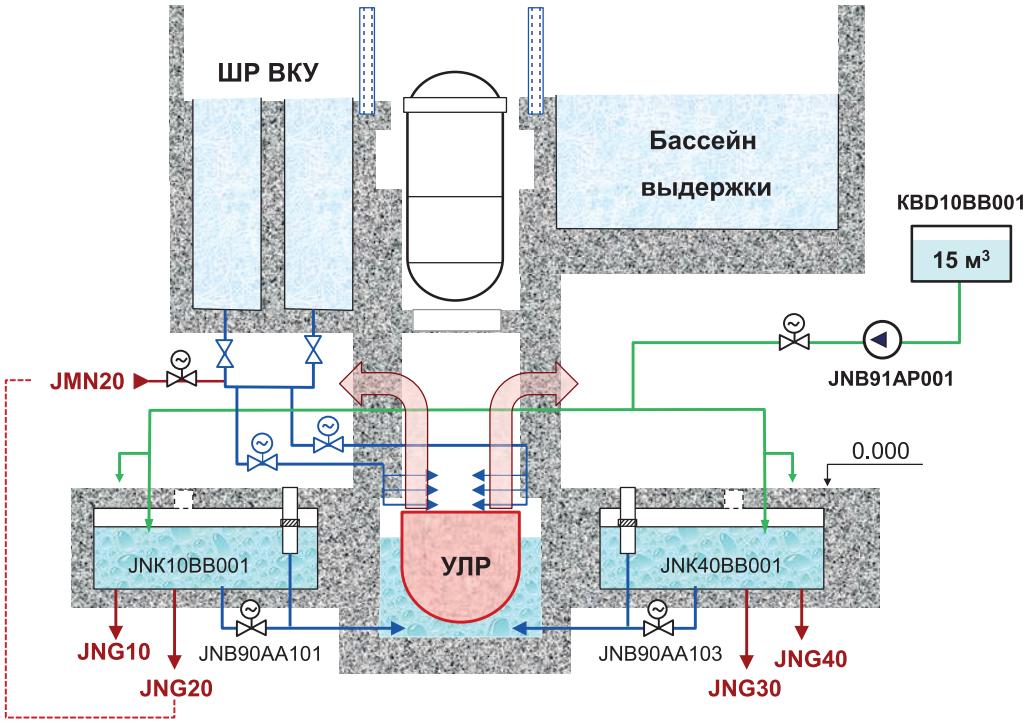


Рисунок 4.32
Упрощенная схема системы JNB90

При достижении мощности дозы гамма-излучения в атмосфере защитной оболочки 100 Гр/ч (данная мощность дозы свидетельствует о плавлении порядка 5 % топлива в активной зоне) оператор должен подать раствор щелочи из бака KBD10BB001 насосом JNB91AP001 в баки-приямки ЗО. Объем бака KBD10BB001 составляет 15 м^3, расход от насоса 30 м^3/ч.

При достижении температуры в подреакторном пространстве 400 °С на панели ЗПА срабатывает сигнализация, информирующая оператора о начале выхода расплава. Через 3 часа после этого оператор должен открыть арматуру на линии подачи воды из шахты ревизии ВКУ в корпус УЛР. Вода подается на поверхность расплава с расходом ≈ 3 кг/с. Запаса воды в шахте ревизии хватает на 24 часа непрерывной подачи на расплав.

Отвод остаточных тепловыделений от расплава активной зоны осуществляется путем кипения воды в помещении УЛР. Пар из помещения УЛР поднимается в верхнюю часть ЗО, где конденсируется на теплообменной поверхности СПОТ ЗО. Далее конденсат собирается в баках приямках ЗО и пассивно подается обратно в помещение УЛР.

Для дальнейшего теплоотвода от УЛР и контаймента – за пределами 24 часов – проект предусматривает:

– заполнение шахты ревизии ВКУ от насоса системы JMN20 (рисунок 4.32);

– аварийную подпитку БАОТ от высоконапорной дизельной насосной установки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Легководные реакторы третьего поколения были впервые разработаны в 1990-х годах. Несмотря на то, что они хорошо зарекомендовали себя в процессе эксплуатации, продолжается работа по дальнейшему повышению их уровня безопасности и улучшению технико-экономических показателей. Некоторые энергоблоки с усовершенствованными реакторами в настоящее время сооружаются и эксплуатируются в мире. В их числе: блоки EPR (Evolutionary pressurized reactor) производства компании AREVA электрической мощностью 1600 МВт. По состоянию на 01.05.2020 два блока с реакторами EPR введены в эксплуатацию в Китае, один блок сооружается в Финляндии и один во Франции. Четыре блока AP-1000 производства Toshiba-Westinghouse (усовершенствованный PWR) также введены в эксплуатацию в Китае.

Несомненным достижением российской ядерной отрасли является то, что именно 1 энергоблок Нововоронежской АЭС-2 стал первым в мире работающим атомным энергоблоком последнего поколения. По состоянию на 01.05.2020 уже три блока с реакторами ВВЭР-1200 введены в эксплуатацию – энергоблоки № 1 и № 2 на Нововоронежской АЭС-2 и энергоблок № 1 на Ленинградской АЭС-2. Блок № 2 Ленинградской АЭС-2 планируется ввести в эксплуатацию в 2021 году. Еще два блока находятся на завершающей стадии сооружения на Белорусской АЭС, продолжается сооружение аналогичных блоков на Курской АЭС-2 в России, на АЭС «Аккую» в Турции и АЭС «Руппур» в Бангладеш.

Энергоблоки №1, №2 Нововоронежской АЭС-2 – инновационный проект российской АЭС нового поколения 3+. Они сооружались по проекту «АЭС-2006» с реакторной установкой ВВЭР-1200. В основу проекта лег полувековой опыт безопасной эксплуатации и безаварийной работы АЭС с реакторами ВВЭР. Современный проект учитывает выполнение требований российских правил и норм по безопасности в атомной энергетике, а также рекомендации Клуба европейских эксплуатирующих организаций (EUR) и МАГАТЭ.

Инновационные энергоблоки Нововоронежской АЭС-2 имеют улучшенные технико-экономические показатели, обеспечивают высокий уровень безопасности при эксплуатации и полностью соответствуют постфукусимским требованиям Ассоциации западноевропейских органов регулирования ядерной безопасности (WENRA). Особенностью таких энергоблоков является оптимальное сочетание активных и пассивных систем безопасности, что повышает уровень безопасности энергоблока, обеспечивая отсутствие перехода в тяжелую стадию запроектных аварий при потере всех источников электроснабжения переменного тока, как при плотном первом контуре, так и при течах первого контура, в течение не менее 24 ч.

Проект Нововоронежской АЭС-2 обеспечивает возможность строительства референтных атомных станций в районах с различными природно-географическими условиями и техногенными воздействиями. Он предназначен для реализации на площадках с различными типами оснований – от скальных до мягких грунтов. При строительстве АЭС на площадках, характеризующихся более интенсивными внешними воздействиями, проектом предусмотрена возможность усиления конструкций без изменения компоновочных решений зданий и сооружений.

В качестве возможностей дальнейшего совершенствования технологии энергоблоков с ВВЭР-1200 можно назвать следующие:

– увеличение инженерных запасов по расходам технологических сред, поверхностям теплообмена оборудования для более мягкого прохождения переходных процессов в случае нарушений в работе, в том числе в случаях отключения нерезервируемого оборудования;

– совершенствование схемных решений с использованием более эффективного и удобного в техническом обслуживании оборудования;

– оптимизация технологических защит и блокировок с целью повышения динамической устойчивости энергоблоков нового поколения;

– валидация средств контроля и управления оперативного персонала, ЧМИ, реализованных на средствах СВБУ, ЭКП, резервных панелей безопасности и нормальной эксплуатации;

– разработка и внедрение системы интеллектуальной поддержки оператора АЭС (СИПО) для снижения информационной нагрузки на оператора;

– внедрение на энергоблоках режимов суточного маневрирования мощности (100 % – 50 % – 100 %);

– обеспечение возможности работы блоков нового поколения в увеличенных топливных циклах продолжительностью до 18-ти месяцев;

– создание «цифрового двойника» блока, включающего в себя информационную 3D модель с установленными взаимосвязями и навигацией по характеристикам систем и оборудования, паспортам, эксплуатационной документацией, а также имеющего в своем составе программную модель энергоблока, включающей в себя нейтронно-физический расчет активной зоны реактора, теплогидравлический расчет первого и второго контуров и модель автоматики, управляющей основным технологическим оборудованием энергоблока;

– развитие систем предиктивной аналитики как основы для перехода к ремонту оборудования по состоянию.

Постоянно совершенствуемые проекты энергоблоков с реакторами ВВЭР-1200 будут являться базой для развития атомной отрасли как в России, так и за рубежом.

Авторы будут признательны заинтересованным читателям за любые отклики, замечания и предложения по данному пособию.

В.П. Поваров, В.Ф. Украинцев, Д.Б. Стацура,
И.Н. Гусев, П.Д. Платонов, М.Ю. Тучков

СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС-2006

Подписано в печать 29.06.2020 г.
Формат набора 70x100/16. Бумага офсетная.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 43,54.
Заказ № 646. Тираж 200 экз.

Отпечатано в АО «Воронежская областная типография –
издательство им. Е.А. Болховитинова»
394071, г. Воронеж, ул. 20-летия Октября, 73 а.