

**НАРУШЕНИЕ
ЭКСПЛУАТАЦИИ
АЭС-2006**



РОСАТОМ

**В.П. Поваров, С.Л. Витковский,
Ю.А. Прудников, Б.С. Крылов,
М.В. Ваганов, Д.Б. Стацура, М.Ю. Тучков**

НАРУШЕНИЯ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС-2006

Нововоронежская АЭС
Техническая академия Росатома
2024

УДК 621.311.25

ББК 31.47

П 42

Поваров В.П.

П 42 Нарушения нормальной эксплуатации АЭС-2006 /
В.П. Поваров, С.Л. Витковский, Ю.А. Прудников,
Б.С. Крылов, М.В. Ваганов, Д.Б. Стацура, М.Ю. Туч-
ков. – Воронеж: Диамат, 2024. – 405 с., ил.

Данное издание оформлено в виде руководства и предназначено для организаций и компаний, осуществляющих безопасное и эффективное ведение технологических процессов при эксплуатации атомных электрических станций. Также данная книга может быть полезна студентам профильных ВУЗов и читателям, интересующимся данной проблематикой.

УДК 621.311.25

ББК 31.47

© Коллектив авторов, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	15
1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	17
2 АНАЛИЗЫ БЕЗОПАСНОСТИ АС.....	22
2.1 Детерминистический анализ безопасности	22
2.1.1 Общие сведения.....	22
2.1.2 Назначение детерминистического анализа безопасности	23
2.1.3 Детерминистический анализ режимов категории 2	25
2.1.3.1 Перечень рассматриваемых режимов	25
2.1.3.2 Обоснование выбора режимов и цели анализа	27
2.1.3.3 Характеристики полученных результатов и оценка их консервативности	28
2.1.4 Детерминистический анализ проектных режимов категорий 3, 4.....	30
2.1.4.1 Перечень рассматриваемых режимов	30
2.1.4.2 Обоснование выбора режимов и цели анализа	31
2.1.4.3 Характеристики полученных результатов и оценка их консервативности	34
2.1.5 Детерминистический анализ запроектных аварий	36
2.1.5.1 Перечень рассматриваемых режимов	36
2.1.5.2 Обоснование выбора режимов и цели анализа	37
2.1.5.3 Характеристики полученных результатов и оценка их консервативности	39
2.1.6 Заключение.....	41
2.2 Вероятностный анализ безопасности.....	41
2.2.1 Общие сведения.....	41
2.2.2 Цели и объем вероятностного анализа безопасности	42
2.2.3 Моделирование аварийных последовательностей	45
2.2.4 Теплогидравлические анализы.....	47
2.2.5 Анализ систем	47

2.2.6 База данных по частотам инициирующих событий и показателям надежности элементов	48
2.2.7 Анализ надежности персонала	49
2.2.8 Оценка частоты повреждения активной зоны	51
2.2.9 Количественная и качественная оценка проекта	57
3 ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОСТИ АС	60
3.1 Категории исходных событий	60
3.2 Перечни проектных исходных событий для анализа безопасности	61
3.3 Приемочные критерии	66
3.4 Анализы проектных аварий	69
3.4.1 Потеря питания переменным током (обесточивание АС)	69
3.4.1.1 Описание последовательности событий и работы систем при ИС «Обесточивание АС» при обосновании безопасности РУ	70
3.4.1.2 Основные моменты испытаний полного обесточивания энергоблока № 2 НВАЭС-2 на этапе ПНР	81
3.4.2 Малые течи теплоносителя первого контура	91
3.4.3 Описание последовательности событий и работы систем при ИС «Малая течь первого контура» при обосновании безопасности РУ	93
3.4.4 Большие течи теплоносителя первого контура	112
3.4.4.1 Описание последовательности событий и работы систем при ИС «Большая течь первого контура» при обосновании безопасности РУ	113
3.4.5 Течи теплоносителя из первого контура во второй	122
3.4.5.1 Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим расхолаживанием со скоростью 60 °С/ч	122
3.4.5.1.1 Описание последовательности событий и работы систем при ИС «Разрыв теплообменной трубки парогенератора...» при обосновании безопасности РУ	123
3.4.5.2 Течь из первого контура во второй при отрыве крышки коллектора парогенератора	140
3.4.6 Течь из бассейна выдержки	141

3.4.6.1 Описание последовательности событий и работы систем	141
3.4.6.2 Критерии оценки безопасности	145
3.4.6.3 Анализ результатов	145
3.4.6.4 Заключение.....	149
3.5 Перечни запроектных аварий для анализа безопасности.....	149
3.5.1 Перечень запроектных аварий (без плавления топлива)	149
3.5.2 Приемочные критерии.....	150
3.5.3 Перечень тяжелых запроектных аварий с плавлением топлива	152
3.5.4 Перечень запроектных аварий при хранении и транспортировке ядерного топлива.....	162
3.6 Анализы запроектных аварий (без разработки мер по управлению запроектными авариями)	162
3.6.1 Отказ всех источников электроснабжения переменного тока на 8 и 24 ч (ЗПА без плавления топлива)	163
3.6.1.1 Описание последовательности событий и работы систем	163
3.6.1.2 Критерии оценки безопасности	166
3.6.1.3 Анализ результатов расчета	167
3.6.1.4 Заключение.....	182
3.6.2 Потеря электропитания переменным током собственных нужд от внутренних и внешних по отношению к АС источников (ЗПА с плавлением топлива)	182
3.6.2.1 Причины и описание события.....	182
3.6.2.2 Результаты расчета	183
3.6.2.3 Оценка выполнения приемочных критериев	186
3.6.2.4 Радиологические последствия	187
4 РЕАЛИСТИЧНЫЕ АНАЛИЗЫ АВАРИЙ	197
4.1 Стратегии управления авариями.....	201
4.1.1 Стратегии оптимального восстановления	202

4.1.1.1 Отвод остаточного тепла через второй контур	202
4.1.1.2 Снижение давления в первом контуре	203
4.1.1.3 Восстановление работоспособности насосов подпитки первого контура	204
4.1.1.4 Управление аварией с течью из первого контура во второй при высоком давлении в первом контуре	204
4.1.1.5 Управление течью из первого контура во второй с дополнительными отказами	205
4.1.2 Стратегии восстановления критических функций безопасности	206
4.1.2.1 Борирование первого контура	206
4.1.2.2 Расхолаживание РУ через второй контур	206
4.1.2.3 Снижение давления в первом контуре	207
4.1.2.4 Контроль и управление парогазовым пузырем под крышкой реактора	208
4.1.2.5 Повторный запуск ГЦН (ГЦНА)	208
4.1.2.6 Процедура «сброс-подпитка» по первому контуру	208
4.1.2.7 Процедура «сброс-подпитка» по второму контуру	209
4.1.2.8 Уменьшение термических воздействий на корпус реактора 210	
4.1.2.9 Снижение давления под защитной оболочкой	210
4.1.3 Стратегии управления авариями на стадии смягчения последствий тяжелых аварий	210
4.1.3.1 Подать воду в парогенераторы	211
4.1.3.2 Снизить давление в первом контуре	212
4.1.3.3 Подать воду в первый контур	214
4.1.3.4 Обеспечить безопасное удержание расплава в УЛР	215
4.1.3.5 Уменьшить выброс продуктов деления	220
4.1.3.6 Управлять условиями под защитной оболочкой	222
4.1.3.7 Снижать концентрацию водорода под защитной оболочкой	223
4.1.3.8 Смягчить выброс продуктов деления	223
4.1.3.9 Снизить давление под защитной оболочкой	224

4.1.3.10 Управлять дефлаграцией водорода под защитной оболочкой.....	225
4.1.3.11 Управлять вакуумом под защитной оболочкой	225
4.2 Программные средства, используемые при выполнении расчетных обоснований	226
4.2.1 Программный комплекс ТРАП-КС.....	227
4.2.2 Программное средство АНГАР	235
4.3 Примеры реалистичных расчетных обоснований.....	237
4.3.1 Проектная авария «Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием со скоростью 60 °С/ч».....	238
4.3.2 Запроектная авария «Потеря неаварийного питания переменного тока вспомогательного станционного оборудования (обесточивание АС) с несрабатыванием аварийной защиты».....	269
5 Управление энергоблоком при нарушениях нормальной эксплуатации и авариях	284
5.1 Подходы к разработке аварийных эксплуатационных процедур.....	284
5.1.1 Событийно-ориентированный подход.....	284
5.1.2 Симптомно-ориентированный подход.....	286
5.2 Аварийные эксплуатационные процедуры	286
5.2.1 Процедуры «реакция на сигнал»	290
5.2.2 Процедуры «реакция на отказ»	291
5.2.3 Процедуры действий персонала при проектных авариях	293
5.2.3.1 Инструкция по ликвидации проектных аварий	293
5.2.3.2 Событийно-ориентированные процедуры действий персонала по ликвидации проектных аварий	294
5.2.3.3 Симптомно-ориентированные процедуры действий персонала по ликвидации проектных аварий	298
5.2.4 Руководства по управлению запроектными авариями.....	302
5.2.4.1 Применение симптомно-ориентированного подхода в РУЗА НВАЭС-2	302

5.2.4.1.1 Постулаты симптомно-ориентированного подхода	302
5.2.4.1.2 Определение КФБ на основе анализа концепции глубоко эшелонированной защиты	302
5.2.4.1.3 Анализ полученных КФБ	304
5.2.4.1.4 Анализ целесообразности включения дополнительных КФБ	307
5.2.4.2 Управление запроектной аварией	309
5.2.4.3 Управление ЗПА на стадии предотвращения тяжелой аварии	316
5.2.4.4 Управление ЗПА на стадии ослабления (смягчения) последствий тяжелой аварии	328
5.2.4.4.1 Система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций на АС	328
5.2.4.4.2 Место группы управления тяжелой аварией в системе предупреждения и ликвидации ЧС и ее состав	331
5.2.4.4.3 Общие подходы к разработке структуры РУЗА(Т)	333
5.2.4.4.4 Назначение инструкций РУЗА(Т)	339
5.2.5 Функциональная схема работы с противоаварийной документацией	346
Приложение 1	347
Основные цели и задачи оперативного персонала при нарушении пределов безопасной эксплуатации	347
Приложение 2	349
Примеры процедур ИЛА	349
Приложение 3	372
Примеры процедур РУЗА(П)	372
Приложение 4	381
Пример инструкции РУЗА(Т)	381
ЛИТЕРАТУРА	401

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	– автоматический ввод резерва
АЗ	– аварийная защита
АКНП	– аппаратуры контроля нейтронного потока
АНП	– анализ надёжности персонала
АП	– аварийная последовательность
АРМ	– автоматический регулятор мощности (реактора)
АС	– атомная станция
АСП	– автоматический ступенчатый пуск
АЭС	– атомная электростанция
ББ	– барботажный бак
БВ	– бассейн выдержки
БЗЗ	– быстродействующая запорная задвижка
БЗОК	– быстродействующий запорный отсечной клапан
БПУ	– блочный пункт управления
БРУ-А	– быстродействующая редуцирующая установка сброса пара в атмосферу
БРУ-Д	– быстродействующая редуцирующая установка сброса пара в деаэратор
БРУ-К	– быстродействующая редуцирующая установка сброса пара в конденсатор турбины
БРУ-ТФУ	– быстродействующая редуцирующая установка сброса пара в теплофикационную установку
БСД	– блок стандартных действий
ВАБ	– вероятностный анализ безопасности
ВВЭР	– водо-водяной энергетический реактор
ВД	– высокое давление

ВКУ	– внутрикорпусные устройства
ВПБ	– вероятностный показатель безопасности
ВПЭН	– вспомогательный питательный электронасос
ВРС	– вспомогательное расчетное средство
ГЕ	– гидроёмкость
ГИС	– Главный инженер атомной станции
ГО	– герметичное ограждение
ГО АС	– гражданская оборона атомной станции
ГОД	– группа оперативных действий
ГПК	– главный паровой коллектор
ГРД	– Группа руководства действиями
ГРР	– Группа радиационной разведки
ГТП	– Группа технической поддержки
ГУА	– Группа управления аварией
ГЦК	– главный циркуляционный контур
ГЦТ	– главный циркуляционный трубопровод
ГЦН	– главный циркуляционный насос
ГЦНА	– главный циркуляционный насосный агрегат
ДБС	– диагностическая блок-схема
ДГ	– дизель-генератор
ДЗ	– диверсная защита
ДС	– дерево событий
ДСУ	– дерево серьезных угроз
ДУ	– дистанционное управление
ЕЦ	– естественная циркуляция
ЗГИЭ	– заместитель главного инженера по эксплуатации
ЗО	– защитная оболочка
ЗПА	– запроектная авария
ИК	– импульсный клапан
ИЛА	– инструкция по ликвидации проектных аварий

ИПУ	– импульсно-предохранительное устройство
ИС	– инициирующее событие
ИСУ	– инструкция по преодолению серьезной угрозы
ИТА	– инструкция по управлению тяжелой аварией
КГО	– контроль герметичности оболочек (твэлов)
КИП	– контрольно-измерительные приборы
КНИТУ	– канал нейтронный измерительный температуры и уровня
КПВ	– клапан пассивной подачи воды
КСН	– коллектор собственных нужд
КУ	– ключ управления
КФБ	– критическая функция безопасности
КЭН	– конденсатный электронасос
МАГАТЭ	– Международное агентство по атомной энергии (IAEA – International Atomic Energy Agency)
МКУ	– минимально контролируемый уровень мощности реакторной установки
МП	– машина перегрузочная
НД	– низкое давление
НИОКР	– научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НКР	– напорная камера реактора
ННД	– насос низкого давления
ННЭ	– нарушение нормальной эксплуатации
НС АС	– начальник смены атомной станции
НСБ	– начальник смены блока
НСРЦ	– начальник смены реакторного цеха
НСЦТАИ	– начальник смены цеха тепловой автоматики и измерений
НФХ	– нейтронно-физические характеристики (ак-

	тивной зоны реактора)
ОК	– обратный клапан
ООБ	– отчёт по основанию безопасности
ООВ	– отказы общего вида
ОООБ	– окончательный отчет по оценке безопасности
ОП	– ошибка персонала
ПА	– проектная авария
ПАЗ	– повреждение (топлива) в активной зоне (реактора)
ПБЭ	– пределы безопасной эксплуатации
ПД	– пусковой диапазон
ПГ	– парогенератор
ПЗ	– предупредительная защита
ПНР	– пуско-наладочные работы
ПС	– поглощающий стержень
ПСУ	– паросбросное устройство
ПЭН	– питательный электронасос
РАО	– радиоактивные отходы
РБК	– раствор борной кислоты
РК	– регулирующий клапан
РОМ	– регулятор ограничения мощности
РТР	– рабочий технологический регламент
РУ	– реакторная установка
РУЗА	– руководство по управлению запроектными авариями
РУЗА(П)	– руководство по управлению запроектными авариями на стадии предотвращения тяжёлой аварии
РУЗА(П) ОРИБВ	– руководство по управлению запроектными авариями на стадии предотвращения тяжёлой аварии для остановленного реактора и бассейна выдержки

РУЗА(Т)	– руководство по управлению тяжелыми запроектными авариями
РУЗА(Т) ОРИБВ	– руководство по управлению тяжелыми запроектными авариями для остановленного реактора и бассейна выдержки
САВБ	– система аварийного ввода бора
САОЗ	– система аварийного охлаждения активной зоны
САПР	– система аварийного и планового расхолаживания
САР	– система аварийного расхолаживания
САЭ	– система аварийного энергоснабжения
СБ	– система безопасности
СВРД	– сборка внутриреакторных детекторов
СВРК	– система внутриреакторного контроля
СКР	– сборная камера реактора
СК	– стопорный клапан
СККВ	– система контроля концентрации водорода
СКУТ	– система аварийного контроля уровня теплоносителя
СНОТ	– система нормального отвода тепла
СОАИ	– симптомно-ориентированные аварийные инструкции
СПЗАЗ	– система пассивного залива активной зоны
СПОТ	– система пассивного отвода тепла
СППБ	– система представления параметров безопасности
ТВС	– тепловыделяющая сборка
твэл	– тепловыделяющий элемент
твэг	– тепловыделяющий элемент с уран-гадолиниевым топливом
ТГ	– турбогенератора
ТЗ	– техническое задание

ТЗиБ	– технологические защиты и блокировки
ТМЭ	– термомеханический элемент
ТТО	– транспортно-технологические операции
ТУК	– транспортно-упаковочный комплект
ТЭН	– трубчатый электронагреватель
УГТ	– уран-гадолиниевое топливо
УЛР	– устройство локализации расплава
УПЗ	– ускоренная предупредительная защита
УСБТ	– управляющая система безопасности технологическая
УТА	– управление тяжелыми авариями
ФГУ	– функционально-групповое управление
ФСКУ	– функция системы контроля и управления
ХОВ	– химобессоленная вода
ХСТ	– хранилище свежего топлива
ЦЗ	– центральный зал
ЦН	– циркуляционный насос
ЧС	– чрезвычайная ситуация
ШР	– шахта ревизии
ЭЧСР	– электронная часть системы регулирования
ATWS	– Anticipated Transient without Scram (переходной процесс при несрабатывании аварийной защиты реактора в аварийных режимах)
LOCA	– Loss of Coolant Accident (авария с потерей теплоносителя 1-го контура)

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящая книга посвящена описанию режимов нарушения нормальной эксплуатации, включая аварии, энергоблоков АЭС-2006 (энергоблоков 1 и 2 НВАЭС-2), а также действиям персонала в этих режимах.

На этапе проектирования, в обоснование безопасности проекта АС, выполняются детерминистические и вероятностные анализы безопасности, с дальнейшей оценкой безопасности в соответствии с установленными критериями. Согласно НП-001-15 [1], в ООБ АС должны быть представлены детерминистические и вероятностные анализы безопасности. Анализы безопасности должны быть выполнены для всех эксплуатационных состояний АС и учитывать все имеющиеся на АС места нахождения ядерных материалов, радиоактивных веществ и РАО, в которых может возникнуть нарушение нормальной эксплуатации АС.

Детерминистические и вероятностные анализы безопасности являются основой обоснования безопасности АС. Детерминистический анализ безопасности является исторически первым и основным методом обоснования безопасности АС. ВАБ является важным дополнением к детерминистическому анализу безопасности, позволяя оценить общий уровень безопасности АС в терминах вероятности наступления нежелательных событий (таких, например, как вероятность тяжелой аварии и вероятность большого аварийного выброса) и выявить "узкие места" в безопасности (ИС, системы, элементы, действия персонала, индивидуально или в комбинации, вносящие значимый вклад в вероятность тяжелой аварии или большого аварийного выброса), не ограничивая анализ допущениями (такими, как «в системах безопасности рассматривается только один отказ одновременно»), принимаемыми, например, при детерминистическом анализе безопасности проектных аварий.

При эксплуатации АС одним из основных элементов эффективной глубокоэшелонированной защиты является управление авариями. В соответствии с данной концепцией, каждый уровень проекта должен быть защищен отдельно, независимо от остальных уровней.

Соответственно, должны быть разработаны процедуры и инструкции для реакции на возмущения, вносимые в систему на каждом из указанных уровней, т.е. должна быть разработана система противоаварийной документации, содержащая подробные действия персонала для всех режимов нарушений нормальной эксплуатации.

Эксплуатационная документация российских АС должна соответствовать требованиям НП-001-15 [1], НП-082-07 [2], а также отражать современный уровень, достигнутый в мировой практике разработки процедур и инструкций (в том числе аварийных процедур и инструкций) и представленный в Руководствах и технических отчетах МАГАТЭ [3, 4, 5, 6] и в требованиях EUR [7].

Сегодня в России разработана и внедрена методология создания и расчетного обоснования комплекта противоаварийной документации для АЭС-2006, включающего следующие составные части:

- процедуры, определяющие действия персонала при срабатывании сигнализации на панелях БПУ (реакция на сигнал);
- процедуры, определяющие действия персонала при нарушениях нормальной эксплуатации (реакция на отказ или реакция на малые отклонения);
- событийно-ориентированные процедуры для однозначно диагностируемых проектных аварий;
- симптомно-ориентированные процедуры оптимального восстановления для проектных и запроектных аварий до возникновения тяжёлого либо экстремального состояния любой критической функции безопасности (КФБ);
- симптомно-ориентированные процедуры восстановления критических функций безопасности (КФБ), определяющие действия персонала в условиях запроектных аварий;
- инструкции по управлению тяжёлыми авариями.

Достаточно высокая степень детализации материалов, представленных в настоящем издании, позволит подготовленным читателям довольно глубоко вникнуть в тематику обеспечения безопасности АЭС-2006 при нарушениях нормальной эксплуатации и авариях.

Авторы выражают глубокую благодарность руководителям и коллегам за интерес к работе и ценные замечания и предложения.

Авторы выражают признательность руководителю ООО «Атом РЭД» Парадникову Вадиму Геннадьевичу, а также сотрудникам НВАЭС Бедриннову Андрею Александровичу, Исаеву Владиславу Александровичу за помощь в написании данной книги.

1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

АВАРИЯ – 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.

АВАРИЙНАЯ ЗАЩИТА – функция безопасности, заключающаяся в быстром переводе реактора в подкритическое состояние и в подержании его в подкритическом состоянии; комплекс систем безопасности, выполняющий функцию АЗ.

АТТЕСТАЦИЯ ПРОГРАММНОГО СРЕДСТВА – регламентированная процедура, состоящая в признании возможности использования ПС в заявленной области применения, а также получения с использованием ПС значений расчетных параметров с определенной погрешностью.

БЕЗОПАСНОСТЬ АС (ядерная и радиационная 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.

ВЕРОЯТНОСТНЫЙ АНАЛИЗ БЕЗОПАСНОСТИ – качественный и количественный анализ безопасности АС, выполняемый для определения вероятности реализации путей протекания и конечных состояний аварий, в том числе вероятности тяжелых аварий и большого аварийного выброса.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ КФБ – алгоритм действий оператора, направленный на восстановление удовлетворительного состояния критической функции безопасности.

ДЕРЕВО КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ КФБ – алгоритм контроля состояния критической функции безопасности по характерным параметрам РУ и определения соответствующей инструкции по приведению КФБ в нормальное состояние.

ДЕТЕРМИНИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ БЕЗОПАСНОСТИ – анализ безопасности АС при заданных эксплуатационных состояниях АС,

постулируемых исходных событиях и заданном состоянии систем и элементов, влияющих на пути протекания аварии, выполняемый с целью подтверждения соответствия АС установленным критериям безопасности и (или) проектным пределам.

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.

ИСХОДНОЕ СОБЫТИЕ – единичный отказ в системе (элементе) АС, внутреннее или внешнее воздействие, или ошибка персонала, либо сочетания указанных событий, которые приводят к нарушению нормальной эксплуатации АС и могут привести к нарушению пределов и (или) условий безопасной эксплуатации.

КОНЕЧНОЕ СОСТОЯНИЕ АВАРИИ – установившееся в результате аварии контролируемое состояние систем и элементов АС, которое может поддерживаться в течение неограниченного времени.

КОНСЕРВАТИВНЫЙ ПОДХОД – подход к проектированию и конструированию, когда при анализе аварий за счет выбора значений параметров и характеристик АС и площадки АС и (или) других методов обеспечивается получение более неблагоприятных результатов.

КРИТЕРИИ БЕЗОПАСНОСТИ – значения параметров и (или) характеристики АС, в соответствии с которыми обосновывается ее безопасность и которые установлены нормативными документами либо в проекте АС. Критерии безопасности, установленные в проекте АС, не должны противоречить требованиям нормативных документов.

КРИТИЧЕСКИЕ (ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ) ФУНКЦИИ БЕЗОПАСНОСТИ – функции безопасности, обеспечивающие поддержание целостности физических барьеров безопасности.

НАРУШЕНИЕ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ АС – нарушение в работе АС, при котором произошло отклонение от установленных эксплуатационных пределов и (или) условий. При этом могут быть нарушены и другие установленные проектом АС пределы и (или) условия, включая пределы и (или) условия безопасной эксплуатации,

НОРМАЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ – эксплуатация АС в определенных проектом АС эксплуатационных пределах и условиях.

ОШИБОЧНОЕ РЕШЕНИЕ – неправильное выполнение или невыполнение персоналом АС ряда установленных действий из-за неверной оценки протекающих процессов.

ОПЕРАТИВНЫЙ ПЕРСОНАЛ – эксплуатационный персонал, осуществляющий комплекс операций по управлению процессом выработки электрической и/или тепловой энергии, неотложные работы по техническому обслуживанию оборудования, систем и сооружений атомной станции.

ОШИБКА ПЕРСОНАЛА – единичное непреднамеренное неправильное действие или единичный пропуск правильного действия при управлении системами и элементами АС, или единичное непреднамеренное неправильное действие, или пропуск правильного действия при техническом обслуживании или ремонте систем и элементов АС.

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.

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.

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.

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

РЕАКТОРНАЯ УСТАНОВКА – комплекс систем и элементов АС, предназначенный для преобразования ядерной энергии в тепловую, включающий реактор и непосредственно связанные с ним системы, необходимые для его нормальной эксплуатации, аварийного охлаждения, аварийной защиты и поддержания в безопасном состоянии при условии выполнения требуемых вспомогательных и обеспечивающих функций другими системами АС. Границы РУ устанавливаются для каждой АС в проекте.

СИГНАЛ АЗ – сигнал, формируемый в комплекте аппаратуры АЗ с целью инициировать срабатывание рабочих органов АЗ и поступающий в средства регистрации, а также на БПУ и РПУ для оповещения персонала.

СИМПТОМНО-ОРИЕНТИРОВАННЫЕ ПРОЦЕДУРЫ – процедуры, основанные на симптомах/состояниях по которым оператор диагностирует действительное состояние энергоблока.

СИМПТОМЫ – один или более измеряемых параметров энергоблока, которые доступны оператору на БПУ и позволяют диагностировать путь развития аварийного процесса и состояние КФБ.

СИСТЕМЫ (ЭЛЕМЕНТЫ) БЕЗОПАСНОСТИ – системы (элементы), предназначенные для выполнения функций безопасности при проектных авариях.

СОБЫТИЙНО-ОРИЕНТИРОВАННЫЕ ПРОЦЕДУРЫ – противоаварийные эксплуатационные процедуры, в которых действия оператора определяются на основании идентификации исходного события. Решения и меры по преодолению аварии основываются на состояниях энергоблока, являющихся следствиями постулированных исходных событий, которые рассматриваются в проекте и отчётах по безопасности. При использовании событийно-ориентированного подхода оператор обязан идентифицировать проектную аварию перед началом действий по её преодолению.

СОСТОЯНИЯ – наборы измеряемых параметров энергоблока, которые доступны оператору на БПУ.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗАПРОЕКТНЫМИ АВАРИЯМИ – системы (элементы), предусмотренные в проекте АС для управления запроектными авариями.

СТАБИЛИЗАЦИЯ ДАВЛЕНИЯ В ПЕРВОМ КОНТУРЕ – если в течение 300 или более секунд давление в первом контуре не изменяется или меняется не более чем на 0,3 МПа за рассматриваемый ин-

тервал времени, то давление в первом контуре можно считать стабилизированным.

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

УПРАВЛЕНИЕ АВАРИЕЙ – действия, направленные на предотвращение развития проектных аварий в запроектные и на ослабление последствий запроектных аварий.

УСЛОВИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ – установленные проектом АС минимальные требования по количеству, характеристикам, состоянию работоспособности, объёму, 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.

ФУНКЦИИ БЕЗОПАСНОСТИ – конкретная цель и действия, обеспечивающие ее достижение, направленные на предотвращение аварий и (или) ограничение их последствий.

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

ЯДЕРНАЯ АВАРИЯ – 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.

2 АНАЛИЗЫ БЕЗОПАСНОСТИ АС

Согласно требованиям НП-001-15 [1] в ООБ АС должны быть представлены детерминистические и вероятностные анализы безопасности. Анализы безопасности должны быть выполнены для всех эксплуатационных состояний АС и должны учитывать все имеющиеся на АС места нахождения ядерных материалов, радиоактивных веществ и РАО, в которых может возникнуть нарушение нормальной эксплуатации АС.

2.1 Детерминистический анализ безопасности

2.1.1 Общие сведения

Детерминистический метод обоснования безопасности заключается в анализе безопасности АС при заданных эксплуатационных состояниях АС, постулируемых исходных событиях и заданном состоянии систем и элементов, влияющих на пути протекания аварии, выполняемый с целью подтверждения соответствия АС установленным критериям безопасности и (или) проектным пределам.

Суть детерминистического метода обоснования безопасности состоит в том, что для выбранных по определенным правилам исходных событий (либо аварийных сценариев) обосновывается соблюдение установленных проектных пределов, либо критериев безопасности. При этом анализ выполняется с рядом также установленных по определенным правилам допущений. Могут использоваться следующие допущения: единичный отказ в системах безопасности (при анализе проектных аварий), выбор исходного состояния и допущений о работоспособности систем нормальной эксплуатации, исходя из требования обеспечения консервативного подхода (для анализа проектных аварий) и другие. Результаты анализа сравниваются с определенными критериями или условиями. Например, при детерминистическом анализе проектных аварий критериями могут являться значения проектных пределов, а при анализе за-проектных аварий условием может являться подтверждение обоснованности принятой в анализе стратегии управления за-проектной аварией (достижение целей управления за-проектными авариями).

Целью указанных анализов является подтверждение установленных в проекте АС для таких аварий проектных пределов и критери-

ев безопасности, в том числе пределов по радиационным последствиям таких аварий.

Кроме того, детерминистический анализ запроектных аварий выполняется для установленного в проекте АС окончательного перечня запроектных аварий. В ходе выполнения такого анализа с использованием реалистичного подхода определяются радиационные последствия аварий, соблюдение установленных критериев безопасности, если для запроектных аварий такие критерии установлены, а также разрабатывается и подтверждается эффективность стратегий по управлению для запроектными авариями.

2.1.2 Назначение детерминистического анализа безопасности

В детерминистическом анализе безопасности, определены последовательности событий (сценарии), вызванных реакцией систем и сооружений АС на возможные исходные события. По уровню возможных негативных последствий и вероятности возникновения перечень проектных режимов разбит на следующие категории, к которым применены различные принципы выполнения анализа и предъявлены различные приемочные критерии:

- категория 2 – условия отказов (нарушения нормальной эксплуатации, исключая аварии);
- категория 3 – проектные аварии класса 1;
- категория 4 – проектные аварии класса 2;
- запроектные аварии.

Проектным режимам категории 2 соответствуют такие состояния атомной станции, которые могут возникать один или несколько раз в течение срока службы станции (частота возникновения более 10^{-2} 1/(реактор год)). В худшем случае они могут приводить к останову реактора, после которого работа станции может быть возобновлена. Такого рода состояния не имеют тенденции к распространению, создающему угрозу возникновения более тяжелых отказов, т.е. проектных состояний категорий 3 или 4.

Проектным режимам категории 3 соответствуют такие состояния атомной станции, которые могут возникать чрезвычайно редко (частота возникновения от 10^{-2} до 10^{-4} 1/(реактор год)). В этих состояниях возможно повреждение только незначительной части топливных стержней (не более 1 % от общего количества твэлов).

Проектным режимам категории 4 соответствуют такие состояния атомной станции, которые в течение срока службы АС не ожидаются (от 10^{-4} до 10^{-6} 1/(реактор·год)), но которые постулируются, поскольку они, в числе прочих последствий, влекут за собой выброс

большого количества радиоактивных материалов. Проектные режимы категории 4 наиболее тяжелые из всех проектных режимов, против которых проект должен предусматривать защитные меры. В этих состояниях возможно повреждение только незначительной части топливных стержней (не более 10 % от общего количества твэлов).

Анализ безопасности выполнен для подтверждения проектных основ систем, важных для безопасности и систем безопасности и доказательства того, что проектом энергоблока обеспечивается выполнение требований по пределам доз облучения и выбросам, установленным нормативными документами для проектных режимов.

Дополнительно к положениям, предусмотренным в проекте, по выполнению детерминистических анализов проектных условий, проводится анализ запроектных аварий. Это делается для того, чтобы обозначить необходимость и определить эффективность реализации технических и технологических мер, 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.

При формировании перечня исходных событий, рассматриваемых главой 15 ООБ «Анализ аварий» в качестве базового, принимался рекомендованный перечень исходных событий, содержащийся в НП-006-16 [8]. Этот перечень исходных событий был дополнен исходными событиями, с учетом:

- конструктивных особенностей сооружаемой АС;
- конфигурации систем безопасности в проекте сооружаемой АС;
- многолетнего опыта проектирования и эксплуатации действующих энергоблоков АС с ВВЭР;
- лицензирования проектов энергоблоков с ВВЭР в надзорном органе России;
- рекомендаций МАГАТЭ;
- результатов выполненного ВАБ первого уровня.

В соответствии с функциональным воздействием на реакторную установку и АС исходные события проектных режимов разбиты на следующие группы:

- увеличение отвода тепла вторым контуром;
- уменьшение отвода тепла вторым контуром;
- уменьшение расхода теплоносителя первого контура;

- аномалии реактивности и распределения мощности;
- увеличение количества теплоносителя первого контура;
- уменьшение количества теплоносителя первого контура;
- нарушения при хранении и транспортировании ядерного топлива;
- отказы внутри защитной оболочки;
- выброс радиоактивных сред из систем и оборудования других контуров и систем;
- ложная работа систем.

2.1.3 Детерминистический анализ режимов категории 2

2.1.3.1 Перечень рассматриваемых режимов

В главе 15 ООБ «Анализ аварий» выполнена оценка проектных режимов категории 2, представленных ниже.

В группе с увеличением отвода тепла вторым контуром:

- нарушение в системе питательной воды, приводящее к снижению температуры питательной воды;
- непредусмотренное открытие предохранительного клапана парогенератора, сбросного клапана (БРУ-А) или байпасного клапана турбины (БРУ-К) с их последующей непосадкой;
- нарушение в системе питательной воды, приводящее к увеличению расхода питательной воды;
- увеличение расхода пара на турбину (вследствие неисправной работы или отказа регулятора давления пара) (мгновенное повышение нагрузки турбины на 10 % выше номинального).

В группе с уменьшением отвода тепла вторым контуром:

- снижение расхода пара на турбину (вследствие неисправной работы или отказа регулятора давления пара);
- закрытие стопорных клапанов турбины или потеря внешней электрической нагрузки;
- потеря нормального расхода питательной воды (за исключением разрыва трубопровода питательной воды);
- ложное закрытие БЗОК;
- потеря вакуума в конденсаторе или другие случаи, приводящие к останову турбины;
- потеря неаварийного питания переменным током вспомогательного стационарного оборудования (обесточивание АС).

В группе с уменьшением расхода теплоносителя первого контура:

- отключение различного числа главных циркуляционных насосных агрегатов;
- режимы аварийного отклонения частоты в сети.

В группе с аномалиями реактивности и распределения мощности:

- неуправляемое извлечение группы органов регулирования на МКУ и на мощности;
- ошибка оператора при подавлении ксеноновых колебаний (перемещение органов регулирования системы управления и защиты, вызывающее максимально возможную деформацию поля энерговыделения);
- неправильная загрузка и эксплуатация тепловыделяющих сборок в этом положении;
- непреднамеренное разбавление борной кислоты в теплоносителе первого контура;
- рассогласование ПС СУЗ:

- 1) падение ПС СУЗ;
- 2) падение группы или подгруппы ПС СУЗ;
- 3) статическое рассогласование в группе ПС СУЗ.

В группе с увеличением количества теплоносителя первого контура:

- нарушение в системе подпитки-продувки, приводящее к увеличению запаса теплоносителя первого контура;
- ложный впрыск в компенсатор давления из системы подпитки-продувки.

В группе с уменьшением количества теплоносителя первого контура: разрывы линий КИП или других линий, содержащих теплоноситель первого контура за пределами защитной оболочки.

В группе с отказами внутри защитной оболочки:

- нарушение в удалении тепла из-под оболочки;
- повреждение системы охлаждения бассейна выдержки.

В группе с выбросом радиоактивных сред из систем и оборудования других контуров и систем:

- течь среды через уплотнения оборудования;
- течь или повреждение систем, содержащих жидкие радиоактивные отходы;
- течь среды из емкости, содержащей радиоактивные вещества.

В группе с ложной работой систем:

- ложное срабатывание алгоритма управления аварией течи из первого контура во второй;

- ложный впрыск в компенсатор давления с напора главного циркуляционного насосного агрегатов;
- непредусмотренное срабатывание емкости системы аварийного охлаждения зоны;
- ложное срабатывание системы аварийного расхолаживания парогенераторов;
- ложное срабатывание системы пассивного отвода тепла.

2.1.3.2 Обоснование выбора режимов и цели анализа

Выбор проектных режимов категории 2 (Условия отказов) основан на опыте выполнения детерминистических анализов безопасности для АС с РУ с ВВЭР-1000, а также с учетом экспертной оценки необходимости выполнения анализов различных исходных событий, применительно к рассматриваемому проекту.

Целью выполнения детерминистических анализов проектных режимов категории 2 являлось подтверждение выполнения приемочных критериев, установленных с учетом требований нормативных документов, приведенных ниже, и демонстрация выполнения требований по ограничению доз облучения и выбросов, установленными нормативными документами для соответствующих категорий режимов.

В таблице 2.1 приведены приемочные критерии для проектных режимов категории 2.

Таблица 2.1 – Приемочные критерии для проектных режимов категории 2

Номер критерия	Содержание критерия
1	Давление ¹ в системе теплоносителя первого контура и паропроводах ПГ будет составлять не более 115 % от расчетного значения
2	Топливные таблетки не плавятся даже локально (температура менее 2540 °С для «выгоревшего» топлива и менее 2840 °С для «свежего» топлива) ¹⁾
3	Кризис теплоотдачи не достигается с вероятностью 95 % для самого горячего твэла (минимальный запас до кризиса теплоотдачи в активной зоне более 1,0)
4	Усредненная по сечению топливной таблетки энтальпия топлива не должна превышать 586 Дж/г в любом сечении по высоте твэла

¹ В настоящем документе используются значения избыточного давления, если не указано иное

Номер критерия	Содержание критерия
5	Должен быть предусмотрен КИП для обнаружения возможных ошибок в загрузке топлива при выходе на мощность
6	<p>С момента поступления сигнала тревоги, извещающего оператора о непредусмотренном снижении концентрации борной кислоты, имеется минимальное количество времени до достижения критичности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – во время перегрузки топлива – 30 мин; – во время пуска, холодного останова, горячего состояния и работы на мощности – 15 мин
<p>Примечания:</p> <p>1 Выполнение критерия 5 проверяется исключительно для исходного события «Неправильная загрузка и эксплуатация тепловыделяющих сборок в этом положении», для которого также проверяется выполнение критериев 2, 3, 4.</p> <p>2 Выполнение критерия 6 проверяется исключительно для исходного события «Непреднамеренное разбавление борной кислоты в теплоносителе первого контура», для которого также проверяется выполнение критериев 2, 3, 4.</p> <p>3 Для исходного события «Повреждение системы охлаждения бассейна выдержки» проверяется выполнение критерия 2 данной таблицы и критерия 3 таблицы 2.2.</p> <hr/> <p>¹⁾ Для твэгов температура плавления определяется по формуле: $T_{пл} = T_{пл0} - 0,56 \cdot B,$ где B – выгорание, МВт·сут/кгU; $T_{пл0} = 2550, 2405, 2300 \text{ } ^\circ\text{C}$ – температура плавления необлученного УГТ, соответственно для $UO_2 + 3,35, 5,0, 8,0 \text{ \% Gd}_2O_3$.</p>	

Приемочные критерии и результаты анализа радиологических последствий для проектных режимов категории 2 приведены в разделе 15.7 ООБ.

2.1.3.3 Характеристики полученных результатов и оценка их консервативности

Проведенные детерминистические анализы режимов, вызванных указанными в подразделе 2.1.3.1 исходными событиями, показали результаты, которые удовлетворяют предъявленным к данным событиям приемочным критериям. Анализы проектных режимов категории 2 выполнены в предположении консервативного выбора начальных и граничных условий с точки зрения анализируемых приемочных критериев.

В анализах безопасности используемые исходные значения параметров первого и второго контуров, НФХ приводят к наиболее консервативным (наименее благоприятным) результатам по отношению к оцениваемым приемочным критериям. Для данных параметров величины берутся с учетом их отклонений от номинальных значений, связанных с погрешностью измерений и точностью регулирования системы контроля и регулирования в пределах технических спецификаций.

Граничные условия, которые использованы в анализе безопасности для конкретного исходного события, выбраны из следующего перечня:

- предположения о работоспособности систем и оборудования РУ;
- условия работы функционирующих систем и оборудования;
- задержки на срабатывание функционирующих систем безопасности;
- предположение о действии оператора;
- предположения о наличии электроснабжения;
- допущения о работе систем нормальной эксплуатации.

В анализах безопасности для режимов категории 2 учитывается действие только тех систем, которые спроектированы как системы безопасности. Показано, что функции по обеспечению безопасности выполняются, также и в предположении наихудшего единичного отказа, обслуживания или ремонта одного из каналов СБ.

Срабатывание аварийной защиты принято, как правило, по второму физическому параметру при проектных исходных событиях (при этом предполагаются консервативные характеристики быстрого останова реактора, т.е. максимальное время задержки и зависание наиболее эффективного стержня, в отдельных случаях допускается отклонение от учета этого допущения, если это приводит к завышенным требованиям к системам безопасности).

Принимаются отклонения в уставках и характеристиках функционирующих систем, приводящие к наиболее консервативным результатам с точки зрения рассматриваемых критериев приемки.

Предполагается бездействие оперативного персонала в течение определенного периода с начала исходного события (30 мин).

Анализы безопасности проектных исходных событий категории 2 выполнены либо в предположении наличия электроснабжения собственных нужд блока, либо в предположении потери электроснабжения собственных нужд блока, если это приводит к более консервативным результатам (при этом потеря электроснабжения собственных нужд блока предполагается в любой момент после закры-

тия СК ТГ или в момент начала движения ПС СУЗ по сигналу на срабатывание АЗ).

Работа систем нормальной эксплуатации учитывается в том случае, если их срабатывание приводит к худшим последствиям.

Консервативность результатов оценивается по степени негативного влияния на значение оцениваемого критериального параметра (здесь и далее: параметра, подтверждающего выполнение приемочного критерия).

Консервативность выбора начальных и граничных условий, а также выбор наиболее консервативного сценария развития события обеспечивают достаточную консервативность полученных результатов.

2.1.4 Детерминистический анализ проектных режимов категорий 3, 4

2.1.4.1 Перечень рассматриваемых режимов

В главе 15 ООБ «Анализ аварий» выполнена оценка проектных режимов категорий 3 и 4 (Проектные аварии) представленных ниже.

В группе с увеличением отвода тепла вторым контуром: спектр разрывов паропровода внутри и вне защитной оболочки (категория 3).

В группе с уменьшением отвода тепла вторым контуром: разрыв трубопровода питательной воды парогенератора (категория 3).

В группе с уменьшением расхода теплоносителя первого контура: мгновенное заклинивание или разрыв вала одного главного циркуляционного насосного агрегата (категория 4).

В группе с аномалиями реактивности и распределения мощности:

- выброс органов регулирования системы управления и защиты при разрыве чехла привода (категория 4);
- подключение неработающей петли без предварительного снижения мощности (категория 4).

В группе с уменьшением количества теплоносителя первого контура:

- непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей неподачей (категория 3);
- малые течи теплоносителя в результате разрыва трубопровода первого контура эквивалентным диаметром менее 100 мм (категория 3);
- большие течи теплоносителя в результате разрыва трубопроводов первого контура эквивалентным диаметром более 100 мм,

- включая разрыв главного циркуляционного трубопровода (категория 4);
- разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим расхолаживанием со скоростью 60 °С/ч (категория 3);
- компенсируемая течь внутри контайнмента (категория 3);
- аварии с потерей теплоносителя из реактора во время остановки на разуплотненном реакторе и в условиях перегрузки топлива (категория 3);
- течь из первого контура во второй при отрыве крышки коллектора парогенератора (категория 4).

В группе с нарушениями при хранении и транспортировании ядерного топлива (категория 4):

- падение отдельных ТВС, пеналов, чехлов с ТВС при транспортно-технологических операциях;
- падение предметов, которые могут изменять расположение и нарушать целостность ТВС и оболочек твэлов (в том числе в реактор и бассейн выдержки);
- зависание отработавшей сборки ТВС в процессе выполнения перегрузочных работ;
- отказы оборудования комплекса систем хранения и обращения с ядерным топливом, включая полное прекращение энергоснабжения;
- уменьшение концентрации гомогенного поглотителя в воде бассейна выдержки;
- нарушение крепления упаковок во время транспортирования ядерного топлива;
- падение транспортного контейнера с отработавшими ТВС.

В группе с отказами внутри защитной оболочки: течь из бассейна выдержки или разрыв трубопровода, приводящие к снижению уровня воды в бассейне (категория 3).

В группе с выбросом радиоактивных сред из систем и оборудования других контуров и систем: течь трубопроводов в системах транспортирования, хранения и переработки РАО, содержащий радиоактивный газ (категория 4).

2.1.4.2 Обоснование выбора режимов и цели анализа

Выбор режимов проектных аварий основан на опыте выполнения детерминистических анализов безопасности для АС с РУ с ВВЭР-1000, а также с учетом экспертной оценки необходимости выполнения анализов различных исходных событий, применительно к рассматриваемому проекту.

Целью выполнения детерминистических анализов режимов проектных аварий являлось подтверждение выполнения приемочных критериев, установленных с учетом требований нормативных документов, приведенных ниже и демонстрация выполнения требований по ограничению доз облучения и выбросов, установленными нормативными документами для соответствующих категорий режимов.

В таблице 2.2 приведены приемочные критерии для режимов проектных режимов категорий 3 и 4.

Таблица 2.2 – Приемочные критерии для проектных режимов категорий 3 и 4 (ПА)

Номер критерия	Содержание критерия
1	Давление в системе теплоносителя первого контура и паропроводах ПГ будет составлять не более 115 % от расчетного значения
2	Топливные таблетки не плавятся даже локально (температура менее 2540 °С для «выгоревшего» топлива и менее 2840 °С для «свежего» топлива) ¹⁾
3	<p>Следующие критерии аварийного охлаждения активной зоны должны удовлетворяться:</p> <ul style="list-style-type: none"> – наивысшая температура оболочки, достигаемая в аварийных условиях, не превышает 1200 °С; – глубина локального окисления оболочки не превышает 18 % от исходной толщины оболочки; – количество водорода, получаемого при взаимодействии оболочек с теплоносителем, не должно превышать 1 % от максимально возможного количества, которое выделилось бы, если бы все сечение оболочки твэлов, окружающей топливные таблетки, полностью прореагировало с водой и превратилось в ZrO_2 ($Zr + 2H_2O = ZrO_2 + 2H_2$). При анализе реального количества выделяемого водорода необходимо принимать во внимание все реакции, приводящие к образованию водорода; – 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; – плавление регулирующих стержней не допускается; – перемещение регулирующих стержней в реакторе не должно нарушаться из-за возможных деформаций в топливных сборках, регулирующих стержнях и внутриреакторных устрой-

Номер критерия	Содержание критерия
	ствах; – взаимодействие между различными компонентами ТВС не должно приводить к плавлению этих компонентов; – 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
4	Усредненная по сечению топливной таблетки энтальпия топлива не должна превышать 963 Дж/г для свежего топлива и топлива 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
5	Количество поврежденных ²⁾ твэлов не должно превышать: – 1 % от общего количества твэлов, находящихся в активной зоне (для проектных режимов категории 3); – 10 % общего количества твэлов, находящихся в активной зоне (для проектных режимов категории 4)
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
Примечания: 1 Для проектных аварий категории 3, связанных с: – разгерметизацией первого контура (в соответствующих анализах должен быть определен размер течи первого контура, при котором не превышаются пределы безопасной эксплуатации, характеризующие целостность оболочек твэлов); – проектными авариями разгерметизации второго контура; – неподачкой одного ИПУ КД, не должны быть превышены пределы безопасной эксплуатации, характеризующие целостность оболочек твэлов за счет обеспечения подкритичности активной зоны, сохранения её под заливом теплоносителя и обеспечения бескризисного охлаждения с учётом предусмотренных проектных запасов, быстрого действия и эффективности защитных систем. 2 Для исходных событий «Аварии с потерей теплоносителя из реактора во время остановки на разуплотненном реакторе и в условиях перегрузки топлива», «течь из бассейна выдержки или разрыв трубопровода»,	

Номер критерия	Содержание критерия
	<p>приводящие к снижению уровня воды в бассейне», «зависание отработавшей сборки ТВС в процессе выполнения перегрузочных работ» проверяется выполнение критериев 2 и 3.</p> <p>3 Выполнение критерия 6 проверяется исключительно для исходного события «Уменьшение концентрации гомогенного поглотителя в воде бассейна выдержки».</p>
	<p>¹⁾ Для твэгов температура плавления определяется по формуле: $T_{пл} = T_{пл0} - 0,56 \cdot B,$ где B – выгорание, МВт•сут/кгU; $T_{пл0} = 2550, 2405, 2300$ °С – температура плавления необлученного УГТ, соответственно для $UO_2 + 3,35, 5,0, 8,0$ % Gd_2O_3</p> <p>²⁾ Под повреждением твэла подразумевается разгерметизация типа прямой контакт ядерного топлива с теплоносителем в результате разгерметизации (разрыва) оболочки твэла при воздействии растягивающего перепада давления на оболочку и высоких температур</p>

Приемочные критерии и результаты анализа радиологических последствий для режимов проектных аварий приведены в разделе 15.7 ООБ.

2.1.4.3 Характеристики полученных результатов и оценка их консервативности

Проведенные детерминистические анализы режимов, вызванных указанными в подразделе 2.1.4.1 исходными событиями, показали результаты, которые удовлетворяют предъявленным к данным событиям приемочным критериям. Анализы режимов проектных аварий выполнены в предположении консервативного выбора начальных и граничных условий с точки зрения анализируемых приемочных критериев.

В анализах безопасности исходные значения параметров первого и второго контуров, НФХ приводят к наиболее консервативным (наименее благоприятным) результатам по отношению к оцениваемым приемочным критериям. Для данных параметров величины берутся с учетом их отклонений от номинальных значений, связанных с погрешностью измерений и точностью регулирования системы контроля и регулирования в пределах технических спецификаций.

Граничные условия, которые использованы в анализе безопасности, для конкретного исходного события, выбраны из следующего перечня:

- предположения о работоспособности систем и оборудования РУ;
- условия работы функционирующих систем и оборудования;
- задержки на срабатывание функционирующих систем безопасности;
- предположение о действии оператора;
- предположения о наличии электроснабжения;
- допущения о работе систем нормальной эксплуатации.

В анализах безопасности для режимов категорий 3, 4 учитывается действие только тех систем, которые спроектированы как системы безопасности. Показано, что функции по обеспечению безопасности выполняются, также и в предположении наихудшего единичного отказа, обслуживания или ремонта одного из каналов СБ.

Срабатывание аварийной защиты принято, как правило, по второму физическому параметру при проектных исходных событиях (при этом предполагаются консервативные характеристики быстрого останова реактора, т.е. максимальное время задержки и зависание наиболее эффективного стержня, в отдельных случаях допускается отклонение от учета этого допущения, если это приводит к завышенным требованиям к системам безопасности).

Принимаются отклонения в уставках и характеристиках функционирующих систем, приводящие к наиболее консервативным результатам с точки зрения рассматриваемых критериев приемки.

Предполагается бездействие оперативного персонала в течение определенного периода с начала исходного события (30 мин).

Анализы безопасности проектных исходных событий категорий 3, 4 выполнены либо в предположении наличия электроснабжения собственных нужд блока, либо в предположении потери электроснабжения собственных нужд блока, если это приводит к более консервативным результатам (при этом потеря электроснабжения собственных нужд блока предполагается в момент возникновения исходного события, либо в любой неблагоприятный момент времени после возникновения исходного события).

Работа систем нормальной эксплуатации учитывается в том случае, если их срабатывание приводит к худшим последствиям.

Консервативность результатов оценивается по степени негативного влияния на значение оцениваемого критериального параметра.

Консервативность выбора начальных и граничных условий, а также выбор наиболее консервативного сценария развития события обеспечивают достаточную консервативность полученных результатов.

2.1.5 Детерминистический анализ запроектных аварий

2.1.5.1 Перечень рассматриваемых режимов

В главе 15 ООБ «Анализ аварий» проведен анализ следующих режимов, классифицируемых как запроектные аварии (сложные по следовательности):

- отказ всех источников электроснабжения переменного тока на 8 и 24 ч;
- прекращение охлаждения бассейна выдержки на 8 и 24 ч;
- спектр разрывов паропроводов внутри и вне контайнмента вплоть до максимального диаметра парового трубопровода с разрывом одной трубки в парогенераторе;
- полное прекращение подачи питательной воды;
- аварии с потерей теплоносителя при большой течи с отказом активной части САОЗ;
- аварии с потерей теплоносителя при малых течах с отказом активной части САОЗ;
- длительное (до 24 ч) прекращение отвода тепла системами планового и аварийного расхолаживания при снятой крышке реактора и/или уплотненном реакторе;
- течь теплоносителя из первого контура во второй в случае множественного разрушения трубок ПГ, или течи по коллектору первого контура парогенератора эквивалентным диаметром Ду 100 мм;
- аварии типа ATWS (с несрабатыванием аварийной защиты):
 - 1) потеря неаварийного питания переменного тока вспомогательного стационарного оборудования (обесточивание АС);
 - 2) ложное закрытие БЗОК;
 - 3) неуправляемое извлечение одного или группы органов регулирования на МКУ и на мощности;
 - 4) непреднамеренное разбавление борной кислоты в теплоносителе первого контура;
 - 5) непредусмотренное открытие предохранительного клапана ПГ, сбросного клапана (БРУ-А) или байпасного клапана турбины (БРУ-К) с их последующей непосадкой;
 - 6) потеря нормального расхода питательной воды (за исключением разрыва трубопровода питательной воды).

Анализ ЗПА с отказом всех источников электроснабжения выполнен применительно к определению контурных параметров в течение события.

Анализ ЗПА с прекращением охлаждения бассейна выдержки, выполнен применительно к определению максимального времени

прекращения отвода тепла, вызванного потерей источников питания переменного тока, от бассейна выдержки.

Анализ режимов, классифицируемых как тяжелые запроектные аварии (аварии с расплавлением активной зоны) представлен в подразделе 15.2.2 ООБ.

В главе 15 ООБ «Анализ аварий» проведен анализ режимов, классифицируемых как запроектные аварии при хранении и транспортировании ядерного топлива:

- падение тяжелых предметов (крышки реактора) на реактор при перегрузке ядерного топлива;
- падение тяжелых предметов в бассейн выдержки;
- падение неуплотненного контейнера с отработанным ядерным топливом в контейнерный отсек бассейна выдержки;
- некомпенсируемая течь облицовки бассейна выдержки, включая полное обезвоживание;
- возникновение цепной реакции для систем хранения и обращения с ядерным топливом.

2.1.5.2 Обоснование выбора режимов и цели анализа

Выбор режимов запроектных аварий основан на опыте выполнения детерминистических анализов безопасности для АС с РУ с ВВЭР-1000, а также с учетом экспертной оценки необходимости выполнения анализов различных исходных событий, применительно к рассматриваемому проекту.

Целью выполнения детерминистических анализов режимов запроектных аварий являлось подтверждение возможности управления ЗПА.

Для анализа эффективности работы систем, предназначенных для управления ЗПА, результаты анализов, указанных в подразделе 2.1.5.1, ЗПА, за исключением тяжелых аварий, сравнивались с приемочными критериями, приведенными в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Приемочные критерии для режимов расширенного проектирования (ЗПА)

Номер критерия	Содержание критерия
----------------	---------------------

Номер критерия	Содержание критерия
1	Давление в системе теплоносителя первого контура и паропроводах ПГ будет составлять не более 115 % от расчетного значения (для аварий типа ATWS давление в первом и втором контурах не более 135 % от расчетного давления)
2	Топливные таблетки не плавятся даже локально (температура менее 2540 °С для «выгоревшего» топлива и менее 2840 °С для «свежего» топлива) ¹⁾
3	<p>Следующие критерии аварийного охлаждения активной зоны должны удовлетворяться:</p> <ul style="list-style-type: none"> – наивысшая температура оболочки, достигаемая в аварийных условиях, не превышает 1200 °С; – глубина локального окисления оболочки не превышает 18 % от исходной толщины оболочки; – 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; – плавление регулирующих стержней не допускается; – перемещение регулирующих стержней в реакторе не должно нарушаться из-за возможных деформаций в топливных сборках, регулирующих стержнях и внутриреакторных устройствах; – взаимодействие между различными компонентами ТВС не должно приводить к плавлению этих компонентов; – количество водорода, получаемого при взаимодействии оболочек с теплоносителем, не должно превышать 1 % от максимально возможного количества, которое выделилось бы, если бы все сечение оболочки, окружающей топливные таблетки, полностью прореагировало с водой и превратилось в ZrO_2 ($Zr + 2H_2O = ZrO_2 + 2H_2$). При анализе реального количества выделяемого водорода необходимо принимать во внимание все реакции, приводящие к образованию водорода; – должно быть достигнуто безопасное состояние активной зоны, так, чтобы были созданы условия для поддержания реактора в подкритическом состоянии, его расхолаживания в выключенном состоянии после аварии, а также для демонтажа активной зоны и внутриреакторных устройств
Примечание – Для режимов тяжелых запроектных аварий с расплавлением активной зоны и выходом расплава за пределы корпуса реактора ниже приводится перечень приемочных критериев:	

Номер критерия	Содержание критерия
	<ul style="list-style-type: none"> – 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 допустимо давление в шахте бетонной – 2,0 МПа; – должно исключаться кипение расплава; – должна быть обеспечена подкритичность разрушенной и расплавленной активной зоны.
	<p>¹⁾ Для твэгов температура плавления определяется по формуле:</p> $T_{пл} = T_{пл0} - 0,56 \cdot B,$ <p>где B – выгорание, МВт·сут/кгU;</p> <p>$T_{пл0} = 2550, 2405, 2300$ °С – температура плавления необлученного УГТ, соответственно для $UO_2 + 3,35, 5,0, 8,0$ % Gd_2O_3</p>

2.1.5.3 Характеристики полученных результатов и оценка их консервативности

Проведенные детерминистические анализы режимов, вызванных указанными в подразделе 2.1.5.1 исходными событиями, показали достаточную эффективность систем безопасности, предназначенных для управления ЗПА, что подтверждается удовлетворением приемочных критериев, предложенных для приведенного перечня ЗПА.

Для режима с отказом охлаждения бассейна выдержки при длительной потере источников электропитания переменного тока определялось время с начала аварии до момента достижения температуры оболочек твэлов 1200 °С и до момента достижения температуры топлива 2540 °С. При этом, был определен расход воды, необходимой для компенсации выпариваемой воды из бассейна выдержки.

Для режима с длительным прекращением отвода тепла системами планового и аварийного расхолаживания при снятой крышке реак-

тора определялось время с начала аварии до момента достижения температуры оболочек твэлов 1200 °С и до момента достижения температуры топлива 2540 °С. При этом, был определен расход воды, необходимой для компенсации выпариваемой воды из реактора.

Анализы режимов запроектных аварий выполнены в предположении выбора начальных и граничных условий без отклонений от номинальных условий работы РУ (в предположении best estimate).

При выполнении анализов безопасности запроектных аварий для начальных параметров процесса величины приняты в реалистическом приближении, без учета их отклонений от номинальных значений, связанных с погрешностью измерений и точностью регулирования системы контроля и управления в пределах технических спецификаций.

В анализах ЗПА отказы систем безопасности, квалифицированных для работы в условиях сложившейся ЗПА, не учитываются, кроме отдельно оговоренных случаев. Системы безопасности, работа которых требуется для преодоления ЗПА, функционируют в соответствии с их проектными основами.

При анализе ЗПА отклонения на уставки и характеристики работы систем и оборудования РУ не накладываются. Все системы РУ, работа которых требуется и возможна в условиях рассматриваемой ЗПА, вступают в работу при достижении соответствующей уставки и с номинальными характеристиками работы.

В анализах учтена задержка на отключение реактора, представляющая собой временную задержку с момента достижения соответствующих условий (значений уставок) до начала движения ПС СУЗ.

Предполагается, что оператор в течение 30 мин после начала события (в исключительных случаях – 15 мин) никаких действий не предпринимает, если только само его действие не является начальным событием.

Анализы ЗПА проводятся без учета потери внешнего энергоснабжения, за исключением случаев, когда потеря внешнего электропитания является исходным событием.

Возможность проведения анализов ЗПА в реалистическом приближении обусловлена низкой вероятностью возникновения исходного события и рассмотрения эффективности мер по управлению ЗПА без учета неопределенностей и отказов.

2.1.6 Заключение

Выполненные анализы проектных режимов категории 2 показали удовлетворение поставленным приемочным критериям для проектных режимов категории 2.

Выполненные анализы проектных режимов категории 3 показали удовлетворение поставленным приемочным критериям для проектных режимов категории 3.

Выполненные анализы проектных режимов категории 4 показали удовлетворение поставленным приемочным критериям для проектных режимов категории 4.

Выполненные анализы режимов запроектных аварий показали достаточную эффективность систем, предназначенных для управления ЗПА, что подтверждается выполнением поставленных приемочных критериев для ЗПА.

Для анализов с прекращением отвода тепла от бассейна выдержки и от разуплотненного реактора определено время, при котором оперативным персоналом должна быть обеспечена компенсация выпариваемой воды определенным расходом.

Детерминистический анализ безопасности показал эффективность и достаточность работы систем безопасности и систем, важных для безопасности, выполняемой в рамках заложенных в них проектных основ, для безопасного функционирования.

Более детально подходы к выполнению анализов безопасности, а также результаты анализов безопасности проектных исходных событий категорий 2, 3, 4 и запроектных аварий представлены в главе 15 ООБ «Анализ аварий».

2.2 Вероятностный анализ безопасности

2.2.1 Общие сведения

Вероятностный анализ безопасности (ВАБ) является важным дополнением к детерминистическим методам обоснования безопасности. Он проводится с целью оценки сбалансированности проекта АС путем определения исходных событий, оборудования, видов отката, аварийных последовательностей, вносящих доминантный, либо значимый вклад в суммарную вероятность тяжелых аварий (ВАБ-1), либо вероятность большого аварийного выброса (ВАБ-2).

Кроме этого, на основе выполненных вероятностных анализов оценивается соответствие целевым ориентирам, установленным в пункте 1.2.17 НП-001-15 [1]:

- 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 имеющих на АС хранилищ ядерного топлива (не входящих в состав блоков АС) на интервале в один год, равной 10^{-5} .

Первый целевой ориентир относится к тяжёлым авариям (авариям с превышением максимального проектного предела повреждения твэлов), возникновение которых возможно на блоке АС – это могут быть аварии с тяжелым повреждением активной зоны, аварии с повреждением твэлов при их хранении (в бассейнах выдержки) и транспортировании.

Следующий целевой ориентир относится к авариям на блоке АС (как на реакторной установке, так и в иных местах), вызывающим неприемлемое событие – необходимость принятия мер по защите населения (в частности эвакуации) на границе зоны планирования защитных мероприятий и за ее пределами на начальном периоде аварии.

Третий целевой ориентир, относится к хранилищам ядерного топлива, не входящим в состав энергоблоков АС. В проекте НВАЭС-2 к таким объектам относится хранилище свежего топлива, расположенное в отдельном здании.

Оцененные вероятности тяжелых аварий и большого аварийного выброса для действующих энергоблоков АС, как правило, больше значений целевых ориентиров.

2.2.2 Цели и объем вероятностного анализа безопасности

ВАБ первого уровня (ВАБ-1) для внутренних инициирующих событий (ИС) при работе энергоблока на мощности разработан для оценки уровня безопасности энергоблока АС, подтверждения ее соответствия установленным в НП-001-15 [1] и Техническом задании на разработку проекта АЭС-2006 для условий площадки НВАЭС-2 [9] вероятностным целевым показателям и выявления факторов, вносящих наибольший вклад в количественные показатели безопасности блока АС проекта АЭС-2006 для НВАЭС-2. В соответствии с НП-001-15 [1], в качестве одного из вероятностных показателей безопасности должна рассматриваться вероятность тяжелых запроектных аварий на реактор в год, которая не должна превышать значение $1 \cdot 10^{-5}$ на реактор в год. В Техническом задании на разработку проекта АЭС-2006 установлено более жесткое требование, что для обеспечения радиационной безопасности вероятность тяжелого повреждения активной зоны должна быть менее $1 \cdot 10^{-6}$ на реактор в год. Полная качественная и количественная

оценка уровня безопасности энергоблока выполняется после разработки ВАБ для стояночных режимов, ВАБ для пожаров и ВАБ для внешних воздействий.

В качестве источников радиоактивности при разработке ВАБ-1 для внутренних ИС при работе энергоблока на мощности рассматривается ядерное топливо в активной зоне реактора.

Основными целями ВАБ по отношению к активной зоне реактора являются:

- оценка достигнутого в проекте уровня безопасности проекта АЭС-2006 для НВАЭС-2 на основе определения значения частоты повреждения ядерного топлива в активной зоне реактора;
- определение доминантных аварийных последовательностей, вносящих наибольшие вклады в указанную частоту;
- определение и анализ основных причин реализации доминантных аварийных последовательностей, среди которых анализируются иницирующие события, отказы оборудования и систем, включая отказы общего вида (ООВ)¹⁾ и др.

Кроме этого, в ВАБ выполнена оценка надежности защитных функций безопасности.

В качестве исходного эксплуатационного состояния рассматривалась работа энергоблока на мощности.

В качестве иницирующих событий рассматриваются внутренние иницирующие события, которые могут возникнуть вследствие отказов систем, оборудования или компонентов АС или вследствие ошибочных действий персонала.

В качестве ИС рассматривались три группы запроектных ИС (разрыв корпуса реактора, крупномасштабный разрыв коллектора парогенератора ($Du \geq 100$ мм), разрыв корпуса парогенератора) и 30 групп проектных внутренних ИС, которые могут возникать вследствие отказов систем, оборудования или компонентов АС или вследствие ошибочных действий персонала при работе энергоблока на мощности. В таблице 2.4 приведен перечень групп ИС, принятый для разработки ВАБ уровня 1. Детальный анализ, отбор и группировка ИС приведены в Приложении А к отчету по ВАБ-1 [10].

¹⁾ ООВ – отказы общего вида, которые являются разновидностью отказов по общей причине (ООП). Факторами, способствующими возникновению ООВ, являются одинаковость конструкции, режимов использования, технического обслуживания и условий окружающей среды.

Таблица 2.4 – Перечень групп ИС

Группа ИС	Код ДС
Запроектные аварии, ведущие непосредственно к повреждению активной зоны	
1 Разрыв корпуса реактора	BDA (RVR)
2 Крупномасштабный разрыв коллектора парогенератора	BDA (SGCR)
3 Разрыв корпуса парогенератора	BDA (SGVR)
ИС с течами первого контура	
1 Большая течь внутри защитной оболочки (346 мм < Ду ≤ 850 мм)	LL1
2 Большая течь внутри защитной оболочки (190 мм ≤ Ду ≤ 346 мм)	LL2
3 Средняя течь внутри защитной оболочки (140 мм < Ду < 190 мм)	ML1
4 Средняя течь внутри защитной оболочки (120 мм ≤ Ду ≤ 140 мм)	ML2
5 Средняя течь внутри защитной оболочки (80 мм < Ду < 120 мм)	ML3
6 Малая течь внутри защитной оболочки (60 мм < Ду ≤ 80 мм)	SL1
7 Малая течь внутри защитной оболочки (10 мм < Ду ≤ 60 мм)	SL2
8 Течи теплоносителя первого контура за пределы защитной оболочки	LCI
9 Малая течь из первого во второй контур	SGTR
10 Средняя течь из первого во второй контур	SGCL
11 Разрыв трубки ПГ при разрыве паропровода	SGTRSL
Переходные процессы, специфические ИС и административный останов	
12 Срабатывание аварийной защиты реактора	GT0
13 Прекращение подачи питательной воды в один ПГ	GT1
14 Закрытие стопорных клапанов турбины без запрета на открытие БРУ-К	TSV
15 Нарушение отвода тепла через конденсаторы турбины	LNHR

Группа ИС	Код ДС
16 Обесточивание	LOOP
17 Обесточивание при работающих БРУ-К	LOOPSL
18 Течь трубопровода второго контура в неизолируемой от ПГ от ПГ части	SLN
19 Течь трубопровода второго контура в изолируемой от ПГ части	SLI
20 Течь питательного трубопровода в изолируемой от ПГ части	FWI
21 Непреднамеренное закрытие одного БЗОК	FAV1
22 Закрытие четырех БЗОК	FAV4
23 Отказ системы техводы ответственных потребителей или отказ ее обеспечивающих систем (система холодоснабжения ответственных потребителей, система аварийного электроснабжения)	SWS
24 Течь первого контура, компенсируемая системой подпитки-продувки и приводящая к административному останову	LCC
25 Малая течь второго контура в изолируемой от ПГ части, приводящая к административному останову	SSLI
26 Малая течь второго контура в неизолируемой от ПГ части, приводящая к административному останову	SSLN
27 Административный останов энергоблока при полной конфигурации СБ	AS0
28 Административный останов при длительной отказе одного канала активных СБ	AS1A
29 Административный останов при отказе одного канала СПОТ	AS1P
30 Отказ двух каналов СБ	AS2A

2.2.3 Моделирование аварийных последовательностей

Моделирование аварийных последовательностей (АП) проведено путем разработки функционально-системных деревьев событий (ДС) для каждой группы проектных иницирующих событий (ИС).

ДС представляет собой логическую диаграмму, в которой определяется множество возможных конечных состояний АС, каждое из которых является реализацией определенных совокупностей (соче-

таний, комбинаций) промежуточных событий при заданном ИС. Графически дерево событий изображается в виде таблицы состояний и собственно логической диаграммы событий в форме разомкнутого бинарного графа или дерева. В заголовках колонок таблицы слева направо размещаются название и условные обозначения группы ИС, промежуточные события и характеристики конечных состояний (КС).

В качестве промежуточных используются следующие события:

- успешное или неуспешное выполнение функций безопасности (ФБ);
- работоспособные или отказовые состояния систем безопасности, их отдельных каналов, структурных частей или компонентов;
- успешные или ошибочные действия персонала.

В качестве характеристик КС используются типы конечных состояний, значения частот или вероятностей их реализации и, так называемые, функциональные минимальные сечения, представляющие собой минимальное количество функций безопасности, совместное невыполнение которых приводит к реализации отдельных конечных состояний.

В качестве КС рассматриваются следующие состояния:

- установившиеся стабильные КС без повреждения активной зоны (КС типа ОК) в условиях «холодного» или «горячего» останова;
- КС с повреждением активной зоны (КС типа CD);
- КС, требующие разработки трансферных (дополнительных) ДС и имеющие частоту реализации более $5,0E-10$ 1/год (эти состояния реализуются при неуспешном выполнении одной или нескольких ФБ и отсутствии в таблице основного ДС дополнительных функций, выполнение которых требуется для предотвращения повреждения ядерного топлива);
- КС с частотой реализации менее $5,0E-10$ 1/год, для которых трансферные ДС не разрабатываются (КС типа CD, ND. Частота реализации таких КС консервативно добавляется к суммарной частоте повреждения активной зоны).

Для определения состояний с повреждением активной зоны использовались качественные и количественные критерии. В качестве качественных критериев использовалось невыполнение следующих основных функций безопасности:

- приведение реактора в подкритическое состояние и поддержание его в этом состоянии в условиях «горячего» и/или «холодного» останова;
- отвод тепла от активной зоны;

- поддержание запаса теплоносителя в активной зоне при течах из первого контура;
- изоляция течей из первого контура за пределы защитной оболочки.

В данном ВАБ в качестве количественного приемочного критерия принималось непревышение максимальной температуры оболочки твэлов – 750 °С, что позволяет выполнить и критерии по окислению оболочек твэлов.

Моделирование АП выполнено для длительного интервала времени, который превышает 24 ч. Для ряда групп ИС учтены технические средства по управлению запроектными авариями, которые используются для предотвращения повреждения ядерного топлива в активной зоне реактора за пределами 24 часового интервала после возникновения ИС.

2.2.4 Теплогидравлические анализы

Для определения критериев успеха функций безопасности использовались результаты теплогидравлических анализов главы 15 ООБ «Анализ аварий» и результаты теплогидравлических анализов, специально проведенных в поддержку ВАБ.

Для каждой группы инициирующих событий определено количество элементов фронтальных систем, обеспечивающих выполнение функций безопасности, требуемых при рассматриваемом инициирующем событии для предотвращения тяжелого повреждения активной зоны.

2.2.5 Анализ систем

Основные цели анализа систем заключаются в разработке детальных моделей надежности технологических и обеспечивающих систем в форме деревьев отказов. Разработка деревьев отказов включает следующие подзадачи:

- анализ возможных состояний системы при нормальной эксплуатации АС, условий введения ее в действие и работы во время аварии;
- определение структуры и границ системы по отношению к каждой категории инициирующих событий, при которых требуется функционирование системы, в т.ч. определение возможных зависимостей системы от ИС;
- определение функций, выполняемых системой, и формулировка понятия отказа системы, для которого должно быть разработано дерево отказов системы;

- определение состава системы, деление ее на отдельные элементы, определение границ элементов;
- определение для каждого элемента характерных видов отказов и оценка их влияния на функционирование системы;
- определение действий персонала, необходимых для управления системой и поддержания ее в состоянии готовности;
- определение и описание условий и характеристик проверок работоспособности, технического обслуживания и ремонтов;
- составление списка первичных (базовых) событий, включающих отказы элементов, их неготовности и ошибки персонала, и разработка деревьев отказов для отдельных частей (каналов) и для всей системы в целом;
- анализ отказов общего вида (ООВ)²⁾, вызванных влиянием общих причин, определение групп элементов, подверженных ООВ, и видов ООВ, а также моделей ООВ;
- разработка модели системы в виде дерева отказов;
- введение ООВ в деревья отказов систем;
- анализ взаимосвязей с другими системами, выявление межсистемных зависимостей и их отображение с помощью операторов-трансферов на деревьях отказов.

2.2.6 База данных по частотам инициирующих событий и показателям надежности элементов

В рамках выполнения ВАБ требуется проведение сбора и обработки данных для формирования базы данных по частотам инициирующих событий. В доэксплуатационный период, когда выполняется ВАБ для нового проекта, специфическая для этой АС база данных по частотам инициирующих событий отсутствует. Следующие источники информации были использованы для сбора и получения необходимых данных:

- национальная база данных по нарушениям в работе АС, которая содержит информацию о переходных процессах на АС с ВВЭР-1000 России и Украины;
- результаты вероятностно-прочностных расчетов, полученные АО ОКБ «Гидропресс» для разрывов первого контура;
- результаты расчетов частот инициирующих событий, вызываемых отказами обеспечивающих систем по упрощенным логиче-

²⁾ Отказами общего вида (ООВ) являются множественные зависимые отказы идентичных по конструкции элементов, вероятности реализации которых на определенных интервалах времени превышают вероятности, рассчитанные в предположении независимости отказов таких компонентов.

ским моделям с использованием базы данных по надежности оборудования.

При определении частот очень редких событий, таких как разрывы трубопроводов первого контуров, были использованы вероятностно-прочностные методы для оценки вероятностей разрушения сосудов и трубопроводов, основанные на исследовании структуры материала, числа и длины сварных швов, контроля качества, динамических нагрузок и т.п.

Оценки частот остальных инициирующих событий выполнены с применением байесовской процедуры, используя опыт эксплуатации АС с ВВЭР-1000. Частота частых инициирующих событий (чаще одного раза в год) оценена, используя опыт эксплуатации Балаковской и Запорожской атомных станций за последние 10 календарных лет. Частота более редких инициирующих событий оценена, используя опыт эксплуатации АС с ВВЭР-1000 за максимальный период, за который удалось собрать достоверную информацию, исключая период освоения мощности энергоблоками.

Информация об оценке показателей надёжности оборудования приведена в подразделе 1.8.1 ООБ.

При проведении ВАБ вероятности событий, связанных с неготовностью каналов СБ из-за проведения проверок их работоспособности или вывода в ремонт, определены расчётным путём. При выполнении оценок использована база данных по интенсивностям отказов элементов и временам их восстановления, полученная на основании эксплуатационной статистики. Оценки выполнены с учетом предполагаемого регламента эксплуатации и фиксированной в модели конфигурации работающих и резервных каналов.

2.2.7 Анализ надежности персонала

Целью выполнения анализа надежности персонала для проекта АЭС-2006 для НВАЭС-2 является разработка моделей для действий персонала, перечень которых определен на основе анализов деревьев событий и деревьев отказов. Для каждого из таких действий определяются условия их осуществления, включая основные характеристики (время, необходимое для осуществления каждого действия, располагаемое время для принятия решения, уровень стресса, квалификация персонала и другие характеристики), составляются алгоритмы или логические модели, определяются исходные данные по надежности элементарных действий и рассчитываются значения вероятностей реализации каждого ошибочного действия.

При анализе ошибок персонала рассмотрены следующие категории ошибок, моделируемых в ВАБ:

- предаварийные ОП (ОП до инициирующего события) – представляют собой ошибочные действия персонала, выполняемые до наступления инициирующего события, которые приводят к неготовности оборудования или системы, т.е. к отказу на требование при реагировании на инициирующее событие; примерами ОП этой категории являются не восстановление работоспособного состояния оборудования после испытаний или ремонтного обслуживания;
- ОП, вызывающие инициирующее событие – представляют собой ошибки при выполнении действий персонала, которые вызывают или приводят к инициирующему событию;
- послеаварийные ОП при реагировании на инициирующее событие – представляет собой ошибки персонала при выполнении действий, являющихся ответными на аварийную ситуацию после наступления инициирующего события (динамических действий), и определяются уровнем тренировки оперативного персонала, существующими инструкциями, знаниями, которыми обладают операторы, а также другими факторами; эти ОП возникают вследствие ошибок при диагностике или выполнении;
- послеаварийные ОП при восстановлении – ОП при выполнении динамических действий (после инициирующего события), заключающиеся в невыполнении персоналом операций с не включившимся по автоматике оборудованием, непосредственно участвующем в ликвидации аварии, или с альтернативным по отношению к нему оборудованием.

При проведении ВАБ проекта АЭС-2006 для НВАЭС-2 выполнено явное моделирование предаварийных, послеаварийных ошибок персонала и ошибок при восстановлении. Ошибки, приводящие к инициирующему событию, количественно не оцениваются методами АНП для ВАБ при работе блока на мощности, но в то же время учтены в рамках выполнения задачи по выбору инициирующих событий аварий и оценки их частот.

В рамках рассмотрения ОП при восстановлении консервативно не учитывались восстанавливающие действия оператора, связанные с ремонтом и использованием в работе отказавшего ранее оборудования.

Идентифицированные при анализе систем и анализе аварийных последовательностей ошибки персонала были включены в расчетную модель ВАБ в качестве базовых (первичных) событий на деревьях отказов и деревьях событий.

Анализ надежности персонала проводится с учетом требований руководства МАГАТЭ Safety Series 50-P-10 [43]. Для получения оценок вероятности ошибок персонала была использована методика оценки вероятности ошибки человека THERP - Technique for Human Error Rate Prediction [44].

Все аварийные последовательности, которые включают несколько ОП, анализируются на предмет их потенциальных зависимостей. Вероятности ошибок персонала при зависимых действиях должны быть выше, чем, если бы они рассматривались независимыми. Для количественной оценки зависимости использовалась процедура THERP [44].

2.2.8 Оценка частоты повреждения активной зоны

Объем количественных анализов АП включает следующие виды количественных оценок:

- точечная оценка значения общей, то есть суммарной по всем АП частоты ПАЗ;
- точечные оценки значений частот АП с повреждением и без повреждения активной зоны для каждой из рассматриваемых групп ИС;
- анализы неопределенностей значений частоты ПАЗ с определением математического ожидания (среднего значения), медианы, а также верхних и нижних границ 90 % доверительного интервала;
- анализы значимости для определения вклада в значение общей частоты ПАЗ от отказов отдельных элементов, отказов общего вида, ошибочных действий персонала, систем и групп ИС;
- анализы чувствительности для оценки проектных решений и принятых в ВАБ предположений.

Количественная оценка частоты повреждения ядерного топлива в активной зоне (ПАЗ) выполнена для межремонтного периода один год и межремонтного периода 1,5 года.

При выполнении количественной оценки частоты повреждения активной зоны были приняты следующие ограничения и предложения:

- количественные оценки аварийных последовательностей с конечными состояниями типа CD (состояниями с повреждением активной зоны) проводятся для тех последовательностей, частоты реализации которых не ниже абсолютного критерия отсеечения минимальных сечений – $1E-14$ 1/год;
- расчеты вероятностей реализаций аварийных последовательностей были выполнены для стратегии технического обслуживания,

в которой использовался сдвиг по времени на $T0/2$ ($T0=720$ ч – период между опробованиями) между моментами проведения периодических испытаний отдельных каналов систем безопасности. Допустимое время восстановления одного отказавшего канала систем безопасности при работе реактора на мощности равно 72 ч при условии подтверждения работоспособности другого канала. Допустимой время восстановления одной из двух резервирующих частей канала систем безопасности при работе реактора на мощности равно 240 ч при условии подтверждения работоспособности другого канала. Вывод в ремонт оборудования двух разных каналов не допускается;

- интервал времени, на котором рассматривается авария, для всех рассматриваемых групп ИС равен 24 ч.

Детальное описание объема, процедуры и результатов количественной оценки частоты ПАЗ приведено в отчете по ВАБ-1 [11].

Среднее значение общей (то есть суммарной по всем группам внутренних ИС при работе энергоблока на мощности) частоты ПАЗ составляет $1,43E-07$ на реактор в год для межремонтного периода один год и $1,64E-07$ для межремонтного периода один 1,5 года с учетом запроектных ИС, ведущих непосредственно к повреждению активной зоны.

В таблице 2.5 представлены результаты оценок частоты ПАЗ для отдельных групп инициирующих событий, а также вклад этих оценок в значение общей частоты ПАЗ без учета ЗПА. Распределение вкладов в значение частоты ПАЗ по категориям инициирующих событий приведено на рисунке 2.1.

Среди отдельных групп ИС вклады в частоту ПАЗ ($1,43E-07$ 1/год) составляют:

- течи первого контура внутри защитной оболочки – 53,3 %,
- течи из первого контура во второй контур – 4,8 %,
- обесточивание – 6,4 %,
- переходные процессы – 24,3 %,
- запроектные ИС (разрыв корпуса реактора, крупномасштабный разрыв коллектора ПГ, разрыв корпуса ПГ) – 10,2 %.

Таблица 2.5 – Результаты оценки частоты ПАЗ для групп инициирующих событий без учета ЗПА

Описание ИС	Код ИС	Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад, %
Большая течь первого контура	LL	2,09E-05	4,76E-09	3,5
Средняя течь первого контура	ML	4,33E-05	4,12E-09	3,1
Малая течь первого контура	SL	9,10E-04	4,80E-08	35,7
Течь первого контура, компенсируемая системой подпитки-продувки	LCC	1,00E-01	1,43E-08	10,6
Течь первого контура за пределы ЗО	LCI	2,50E-03	2,28E-10	0,2
Течи первого контура	-	1,03E-01	7,14E-08	53,3
Малая течь из первого контура во второй контур	SGTR	2,00E-03	5,30E-09	3,9
Средняя течь из первого контура во второй контур	SGCL	1,30E-04	3,36E-10	0,3
Разрыв трубки ПГ при разрыве паропровода	SGTRSL	1,00E-07	7,65E-10	0,6
Течи из первого контура во второй контур	-	2,13E-03	6,40E-09	4,8
Обесточивание	LOOP	5,20E-02	6,35E-09	4,7
Обесточивание и течь паропроводов в отсекаемой части	LOOPSL	1,20E-02	2,25E-09	1,7
Обесточивание	-	6,40E-02	8,60E-09	6,4
Общие переходные процессы	GT0	6,00E-01	2,30E-09	1,7
Прекращение подачи питательной воды в один ПГ	GT1	6,20E-02	1,90E-09	1,4
Потеря нормального отвода тепла	LNHR	2,70E-01	7,37E-09	5,5
Закрытие стопорных клапанов	TSV	1,10E-01	1,28E-09	1,0

Описание ИС	Код ИС	Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад, %
Течь паропроводов в отсекаемой части	SLI	1,20E-02	9,76E-10	0,7
Течь паропроводов в неотсекаемой части	SLN	2,20E-02	1,75E-09	1,3
Разрыв питательного трубопровода	FWI	2,50E-03	9,44E-11	0,1
Закрытие БЗОК на одном ПГ	FAV1	8,20E-02	9,87E-10	0,7
Закрытие БЗОК на всех ПГ	FAV4	3,70E-02	1,85E-09	1,4
Малая течь второго контура, административный останов	SSLI	5,70E-02	9,76E-10	0,7
Малая течь второго контура, административный останов	SSLN	7,20E-02	1,75E-09	1,3
Потеря техводы	SWS	5,10E-03	1,02E-08	7,6
ИС с административным останом	AS	5,08E-01	2,77E-09	2,1
Переходные процессы	-	1,84E+00	3,42E-08	24,3
Запректные ИС	BDA	1,37E-08	1,37E-08	10,2
Все инициирующие события		2,01E+00	1,43E-07	100

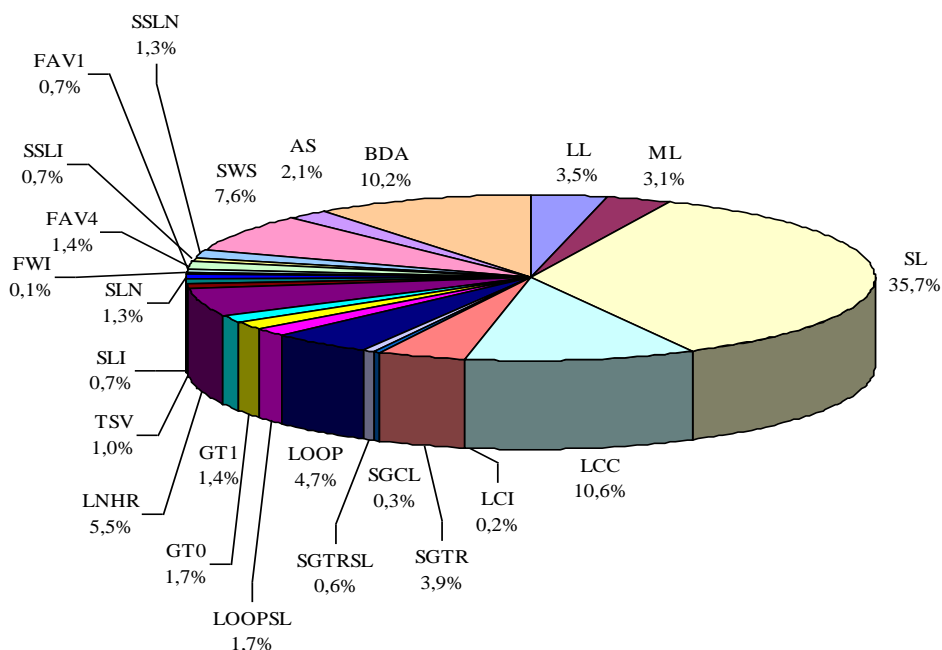


Рисунок 2.1 – Распределение вкладов в значение частоты ПАЗ по иницирующим событиям

Анализ значимости проводился для систем, ошибок персонала и групп отказов общего вида.

Наибольший вклад в частоту ПАЗ вносят отказы следующих систем: 32 % – система аварийного и планового расхолаживания, система холодоснабжения ответственных потребителей – 16 %, система пассивного отвода тепла – 13 %.

Суммарный вклад в частоту ПАЗ от всех ошибок персонала, включенных в модель, составляет 6,7 %. Вклад от послеаварийных ошибок персонала (включая ошибки при восстановлении) составляет 5,7 %. Вклад от доаварийных ошибок персонала составляет 1 %.

Суммарный вклад от всех отказов общего вида, рассматриваемых в модели, составляет 72 %.

Анализ чувствительности были проведены для определения влияния различных факторов на изменение расчетной частоты ПАЗ. Рассмотрены как факторы повышения, так и факторы понижения частоты ПАЗ.

Результаты анализа чувствительности приведены в таблице 2.6. По результатам анализов чувствительности наибольшее влияние на результаты оценок значений частоты ПАЗ оказывают пассивные системы СПОТ и ГЕ2, так как исключение из проекта этих систем привело бы к увеличению значения общей частоты ПАЗ, соответственно, в 1700 раз для СПОТ и в 463 раза для ГЕ2.

Таблица 2.6 – Результаты анализа чувствительности

Фактор влияния	Частота ПАЗ (1/год)	Фактор снижения риска	Фактор повышения риска
Отсутствие СПОТ. При проведении расчетов частоты ПАЗ вероятность отказа функции СПОТ принималась равной 1	2,43E-04	–	1700
Отсутствие гидроемкостей второй ступени (ГЕ2). При проведении расчетов частоты ПАЗ вероятность отказа функции гидроемкостей второй ступени принималась равной 1	6,62E-05	–	463
Исключение из проекта резервирования в каналах вентустановок. Корректировка модели и перерасчет	3,34E-07	–	2,34
Установка вместо одного по два резервирующих дизельгенератора в каждый канал САЭ. Корректировка модели и перерасчет	1,24E-07	1,08	–
Использование отборочных значений для ошибок персонала. Корректировка модели и перерасчет	1,67E-06	–	11

Анализ неопределенности конечного результата выполнялся для всего проекта в целом по отношению к последствиям с повреждением активной зоны. Результаты анализа неопределенностей приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Значения показателей неопределенности результата

Среднее значение, 1/год	1,43E-07
Медиана, 1/год	1,07E-07
Нижняя граница 90 % доверительного интервала (доверительная вероятность 0,05), 1/год	4,00E-08
Верхняя граница 90 % доверительного интервала (доверительная вероятность 0,95), 1/год	4,03E-07
Отношение верхней границы 90 % доверительного интервала к среднему значению	2,82
Отношение среднего значения к нижней границе 90 % доверительного интервала	3,58

Расчетные значения показателей неопределенности результатов свидетельствуют об относительно небольшой степени неопределенностей в оценках значений частоты ПАЗ. Поэтому среднее значение может быть использовано для оценки уровня безопасности и эффективности проектных решений.

2.2.9 Количественная и качественная оценка проекта

Оцененное среднее значение общей частоты ПАЗ для всех рассматриваемых внутренних иницирующих событий при длительности послеаварийного периода 24 ч составляет 1,43E-07 на реактор в год для межремонтного периода 1 год и 1,64E-07 на реактор в год для межремонтного периода 1,5 года. Такие значения соответственно в 7 и 6 раз ниже значения целевого показателя 1,0E-06 на реактор в год, установленного в ТЗ на проект [9].

Сравнение суммарной частоты ПАЗ для проектных ИС, полученной для проекта АЭС-2006 для НВАЭС-2, с аналогичной оценкой, выполненной для Балаковской АЭС, АЭС Тяньвань в Китае и АЭС «Куданкулам» в Индии дает следующие результаты:

- НВАЭС-2 – 1,43E-07 на реактор в год (межремонтный период 1 год), 1,64E-07 (межремонтный период 1,5 года);
- АЭС Тяньвань – 3,28E-6 на реактор в год (согласно ВАБ-1 [12]);
- АЭС «Куданкулам» – 2,22E-7 на реактор в год (согласно Отчёту [13]);
- блок 1 Балаковской АЭС – 3,61E-5 на реактор в год (согласно ВАБ-1 [14]).

Таким образом, в проекте АЭС-2006 для НВАЭС-2 получен уровень безопасности, сравнимый с АЭС «Куданкулам» и более высокий по сравнению с другими проектами АЭС в части защиты от внутренних

ИС при работе энергоблока на мощности. Такое снижение частоты ПАЗ достигнуто за счет применения новых проектных решений.

Следует отметить, что результаты ВАБ уровня 1 проекта АЭС-2006 для НВАЭС-2 получены для перечня иницирующих событий при работе энергоблока на мощности, расширенного по сравнению с перечнем ВАБ для действующих и вводимых в эксплуатацию энергоблоков с ВВЭР-1000. Расширение перечня обосновано результатами анализа обобщенных перечней ИС, анализа опыта проведения ВАБ и опыта эксплуатации энергоблоков АС с реакторами ВВЭР-1000, а также инженерным анализом блока АС проекта АЭС-2006.

Сравнительный анализ результатов ВАБ проекта АЭС-2006 для НВАЭС-2 с результатами ВАБ других АС показали, что перечисленные ниже проектные решения оказывают существенное влияние на снижение вклада в частоту ПАЗ от отдельных категорий ИС, и как следствие, на значительное снижение этого ВПБ по сравнению с АС, где такие мероприятия не внедрены:

- применение в проекте АЭС-2006 для НВАЭС-2 системы пассивного отвода тепла, установка изолирующих задвижек вместо обратных клапанов после БЗОК и установка изолирующих задвижек перед БРУ-А обеспечивают значительное снижение вклада от переходных процессов;
- применение в проекте АЭС-2006 для НВАЭС-2 автоматических сигналов течи из первого во второй контур и введение по ним в действие систем безопасности (запуск САР и СПОТ в режим расхолаживания, закрытие БЗОК, БРУ-А и изолирующих задвижек на паропроводах и трубопроводах питательной воды аварийного ПГ) обеспечивает значительное снижение вклада от течей из первого контура во второй контур;
- использование в одном канале САПР насосов, разных по конструкции и способных резервировать друг друга при низком давлении первого контура, обеспечивает дополнительную защиту от отказов по общей причине. Применение этого решения совместно с использованием гидроемкостей второй ступени и СПОТ обеспечивает снижение вклада от течей из первого контура внутри ЗО;
- применение концепции проекта с резервированием активного оборудования в рамках одного канала обеспечивающих систем с запуском резерва по АВР и совмещение для этих систем функций нормальной эксплуатации и функций безопасности обеспечивает снижение вклада отказов по общим причинам оборудования обеспечивающих систем;

- включение в регламент периодических проверок опробований на открытие или(и) закрытие бóльшего количества арматуры с электро- и пневмоприводом, находящейся в ЗО и на границе ЗО обеспечивает снижение вклада от неконтролируемых при работе блока на мощности элементов.

Результаты ВАБ-1 подтверждают, что в проекте АЭС-2006 для НВАЭС-2 обеспечено выполнение всех основных инженерных принципов современной концепции глубокоэшелонированной защиты, включая принципы функционального и конструктивного разнообразия, защиты от отказов общего вида, защиты от ошибочных действий персонала, физического разделения и обеспечения более высокой надежности выполнения функций безопасности с большой частотой требований.

3 ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОСТИ АС

Оценка безопасности атомной станции включает в себя анализы поведения станции при постулируемых возмущениях режимных параметров и при постулируемых отказах оборудования АС.

Влияние постулируемых возмущений режимных параметров и постулируемых отказов оборудования АС рассматривается с целью определения последствий таких возмущений с точки зрения оценки внутренней способности станции контролировать такие отказы и ситуации и ограничивать их последствия.

Анализ безопасности выполнен для подтверждения выполнения предусмотренными проектом АС системами, важными для безопасности и системами безопасности соответствующих функций и доказательства того, что проектом энергоблока обеспечивается выполнение требований по пределам доз облучения и выбросам, установленным нормативными документами для проектных режимов.

3.1 Категории исходных событий

В рамках обоснования безопасности рассматриваются следующие категории исходных событий:

- условия отказов (проектные режимы категории 2);
- проектные аварии (проектные режимы категории 3 и 4);
- запроектные аварии (режимы условий расширенного проектирования).

Проектным режимам категории 2 соответствуют такие состояния атомной станции, которые могут возникать с частотой более 10^{-2} 1/(реактор·год). В худшем случае они могут приводить к останову реактора, после которого работа станции может быть возобновлена. Такого рода состояния не имеют тенденции к распространению, создающему угрозу возникновения более тяжелых отказов, т.е. проектных состояний категорий 3 или 4.

Проектным режимам категории 3 соответствуют такие состояния атомной станции, которые могут возникать с частотой от 10^{-2} до 10^{-4} 1/(реактор·год). В этих состояниях возможна разгерметизация только ограниченной части топливных стержней (не более 1 % от общего количества твэлов).

Проектным режимам категории 4 соответствуют такие состояния атомной станции, вероятность возникновения которых в течение срока службы АС от 10^{-4} до 10^{-6} 1/(реактор·год), но которые посту-

лируются, поскольку они, в числе прочих последствий, влекут за собой выброс большого количества радиоактивных материалов. Проектные режимы категории 4 наиболее тяжелые из всех проектных режимов, против которых проект должен предусматривать защитные меры. В этих состояниях возможна разгерметизация только части топливных стержней (не более 10 % от общего количества твэлов).

3.2 Перечни проектных исходных событий для анализа безопасности

В таблице 3.1 приведены перечни рассматриваемых в проекте реакторной установки проектных режимов с указанием номера пункта, где проводится оценка безопасности реакторной установки.

Классификация проектных режимов, представленных в таблице 3.1, по категориям 2, 3, 4 выполнена на основании оценки частоты возникновения исходных событий данных режимов, приведенной в ВАБ.

При этом ряд исходных событий консервативно отнесены к более низкой категории (т.е. к событиям с большей частотой), по сравнению с результатами оценки соответственных частот исходных событий. При таком консервативном подходе для рассматриваемых исходных событий устанавливаются более жесткие критерии приемки с точки зрения ограничения их последствий, выполнение которых обеспечивает удовлетворение критериям приемки в случае отнесения этих исходных событий к более высокой категории.

В соответствии с их функциональным воздействием на реакторную установку и АС исходные события, связанные с нарушениями нормальной эксплуатации, включая проектные аварии, разбиты на следующие группы:

- увеличение отвода тепла вторым контуром;
- уменьшение отвода тепла вторым контуром;
- уменьшение расхода теплоносителя первого контура;
- аномалии реактивности и распределения мощности;
- увеличение количества теплоносителя первого контура;
- уменьшение количества теплоносителя первого контура;
- нарушения при хранении и транспортировании ядерного топлива;
- отказы внутри защитной оболочки;
- выброс радиоактивных сред из систем и оборудования других контуров и систем;
- ложная работа систем.

В таблице 3.1 приведен перечень исходных событий проектных режимов категории 2, 3 и 4 с разбивкой по указанным выше группам.

Таблица 3.1 – Перечень исходных событий проектных режимов категории 2, 3 и 4 с разбивкой по группам

Номер пункта	Группа исходных событий, наименование исходного события	Категория режима
1	Увеличение отвода тепла вторым контуром	
1.1	Нарушение в системе питательной воды, приводящее к снижению температуры питательной воды	2
1.2	Нарушение в системе питательной воды, приводящее к увеличению расхода питательной воды	2
1.3	Непредусмотренное открытие предохранительного клапана парогенератора, сбросного клапана (БРУ-А) или байпасного клапана турбины (БРУ-К) с их последующей неподачей	2
1.4	Увеличение расхода пара на турбину (вследствие неисправной работы или отказа регулятора давления пара) (мгновенное повышение нагрузки турбины на 10 % выше номинального)	2
1.5	Спектр разрывов паропровода внутри и вне защитной оболочки	3
2	Уменьшение отвода тепла вторым контуром	
2.1	Снижение расхода пара на турбину (вследствие неисправной работы или отказа регулятора давления пара)	2
2.2	Закрытие стопорных клапанов турбины или потеря внешней электрической нагрузки	2
2.3	Потеря нормального расхода питательной воды (за исключением разрыва трубопровода питательной воды)	2
2.4	Разрыв трубопровода питательной воды парогенератора	3
2.5	Ложное закрытие быстродействующего запорного отсечного клапана	2
2.6	Потеря вакуума в конденсаторе или другие случаи, приводящие к останову турбины	2
2.7	Потеря неаварийного питания переменным током	2

Номер пункта	Группа исходных событий, наименование исходного события	Категория режима
	вспомогательного станционного оборудования (обесточивание АС)	
3	Уменьшение расхода теплоносителя первого контура	
3.1	Отключение различного числа главных циркуляционных насосных агрегатов	2
3.2	Мгновенное заклинивание или разрыв вала одного главного циркуляционного насосного агрегата	4
3.3	Режимы аварийного отклонения частоты в сети	2
4	Аномалии реактивности и распределения мощности	
4.1	Неуправляемое извлечение группы органов регулирования на минимально контролируемом уровне и на мощности	2
4.2	Ошибка оператора при подавлении ксеноновых колебаний (перемещение органов регулирования системы управления и защиты, вызывающее максимально возможную деформацию поля энерговыделения)	2
4.3	Неправильная загрузка и эксплуатация тепловыделяющих сборок в этом положении	2
4.4	Непреднамеренное разбавление борной кислоты в теплоносителе первого контура	2
4.5	Выброс органов регулирования системы управления и защиты при разрыве чехла привода	4
4.6	Рассогласование ПС СУЗ: - падение ПС СУЗ; - падение группы или подгруппы ПС СУЗ; - статическое рассогласование в группе ПС СУЗ	2
4.7	Подключение неработающей петли без предварительного снижения мощности	4
5	Увеличение количества теплоносителя первого контура	
5.1	Нарушение в системе подпитки-продувки, приводящее к увеличению запаса теплоносителя первого контура	2
5.2	Ложный впрыск в компенсатор давления из системы	2

Номер пункта	Группа исходных событий, наименование исходного события	Категория режима
	подпитки-продувки	
6	Уменьшение количества теплоносителя первого контура	
6.1	Непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей неподачей	3
6.2	Малые течи теплоносителя в результате разрыва трубопровода первого контура эквивалентным диаметром менее 100 мм	3
6.3	Большие течи теплоносителя в результате разрыва трубопроводов первого контура эквивалентным диаметром более 100 мм, включая разрыв главного циркуляционного трубопровода	4
6.4	Разрывы линий КИП или других линий, содержащих теплоноситель первого контура за пределами защитной оболочки	2
6.5	Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим расхолаживанием со скоростью 60 °С/ч	3
6.6	Компенсируемая течь внутри контайнмента	3
6.7	Аварии с потерей теплоносителя из реактора во время остановки на разуплотненном реакторе и в условиях перегрузки топлива	3
6.8	Течь из первого контура во второй при отрыве крышки коллектора парогенератора	4
7	Нарушения при хранении и транспортировании ядерного топлива	
7.1	Падение отдельных ТВС, пеналов, чехлов с ТВС при транспортно-технологических операциях	4
7.2	Падение предметов, которые могут изменять расположение и нарушать целостность ТВС и оболочек твэлов (в том числе в реактор и в бассейн выдержки)	4
7.3	Зависание отработавшей сборки ТВС в процессе выполнения перегрузочных работ	4
7.4	Отказы оборудования комплекса систем хранения и обращения с ядерным топливом, включая полное прекращение энергоснабжения	4

Номер пункта	Группа исходных событий, наименование исходного события	Категория режима
7.5	Уменьшение концентрации гомогенного поглотителя в воде бассейна выдержки	4
7.6	Нарушение крепления упаковок во время транспортирования ядерного топлива	4
7.7	Падение транспортного контейнера с отработавшими ТВС	4
8	Отказы внутри защитной оболочки	
8.1	Нарушение в удалении тепла из-под оболочки	2
8.2	Течь из бассейна выдержки или разрыв трубопровода, приводящие к снижению уровня воды в бассейне	3
8.3	Повреждение системы охлаждения бассейна выдержки	2
9	Выброс радиоактивных сред из систем и оборудования других контуров и систем	
9.1	Течь среды через уплотнения оборудования	2
9.2	Течь трубопроводов в системах транспортирования, хранения и переработки радиоактивных отходов, содержащих радиоактивный газ	4
9.3	Течь или повреждение систем, содержащих жидкие радиоактивные среды	2
9.4	Течь среды из емкости, содержащей радиоактивные вещества	2
10	Ложная работа систем	
10.1	Ложное срабатывание алгоритма управления аварией течи из первого контура во второй	2
10.2	Ложный впрыск в компенсатор давления с напора главного циркуляционного насосного агрегата	2
10.3	Непредусмотренное срабатывание емкости системы аварийного охлаждения зоны	2
10.4	Ложное срабатывание системы аварийного расхолаживания парогенераторов	2
10.5	Ложное срабатывание системы пассивного отвода тепла	2

В теплогидравлических анализах безопасности исходных событий с условиями отказов и проектных аварий рассматриваются наиболее консервативные сценарии протекания процессов в реакторной установке с учетом зависимых и независимых отказов и повреждений систем и элементов, усугубляющих ситуацию.

Обоснование выбора режимов приведено в подразделе 7.1.1 «Детерминистический анализ безопасности» ООБ.

Обоснование выбора консервативного сценария протекания режимов выполнено путем проведения предварительных вариантных расчетов, результаты которых для каждого исходного события представлены в теплогидравлических расчетах. Для каждого конкретного режима на основе результатов выполненных расчетов в соответствующих разделах представлены наиболее консервативные сценарии.

3.3 Приемочные критерии

Оценка безопасности реакторной установки проводится путем сравнения результатов анализов с требованиями приемочных критериев.

Приемочные критерии определены на основе требований нормативной документации, экспериментальных исследований, опыта эксплуатации и приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Приемочные критерии для проектных режимов категорий 2, 3 и 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»

Номер критерия	Содержание критерия
	топлива и 2840 °С для «свежего» топлива. Температура плавления твэга составляет соответственно 2260 и 2300°С ¹⁾
5	<p>Следующие критерии аварийного охлаждения активной зоны должны удовлетворяться:</p> <ul style="list-style-type: none"> – наивысшая температура оболочки, достигаемая в аварийных условиях, не превышает 1200 °С; – глубина локального окисления оболочки не превышает 18 % от исходной толщины оболочки; – количество водорода, получаемого при взаимодействии оболочек с теплоносителем, не должно превышать 1 % от максимально возможного количества, которое выделилось бы, если бы все сечение оболочки твэлов, окружающей топливные таблетки, полностью прореагировало с водой и превратилось в ZrO₂ ($Zr + 2H_2O = ZrO_2 + 2H_2$). При анализе реального количества выделяемого водорода необходимо принимать во внимание все реакции, приводящие к образованию водорода; – 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 устройств²⁾; – плавление регулирующих стержней не допускается²⁾; – перемещение регулирующих стержней в реакторе не должно нарушаться из-за возможных деформаций в топливных сборках, регулирующих стержнях и внутриреакторных устройствах²⁾; – взаимодействие между различными компонентами ТВС не должно приводить к плавлению этих компонентов²⁾; – 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	<p>С момента поступления сигнала тревоги, извещающего оператора о непредусмотренном снижении концентрации борной кислоты, имеется минимальное количество времени до достижения критичности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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

Номер критерия	Содержание критерия
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	Количество разгерметизировавшихся в процессе аварии твэлов ³⁾ не должно превышать 1 % от общего количества твэлов, находящихся в активной зоне
10	Количество разгерметизировавшихся в процессе аварии твэлов ³⁾ не должно превышать 10 % общего количества твэлов, находящихся в активной зоне
<p>¹⁾ При выполнении расчетов по пространственной кинетике температуру плавления топлива ($T_{пл}$) определяется следующим образом (согласно пункту 4.2.1.1 главы 4 ООБ):</p> <ul style="list-style-type: none"> – для твэгов $T_{пл} = T_{пл0} - 0,56 \cdot B,$ где B – выгорание, МВт•сут/кгU; $T_{пл0} = 2405, 2300 \text{ } ^\circ\text{C}$ – температура плавления необлученного УГТ, соответственно для $UO_2 + 5,0, 8,0 \text{ } \% Gd_2O_3$; – для твэлов $T_{пл} = 2840 - 0,56 \cdot B,$ где B – выгорание, МВт•сут/кгU. <p>²⁾ Выполнение указанных критериев подтверждается в подразделе 4.2.4 ООБ.</p> <p>³⁾ Принимаемые в анализах критерии разгерметизации твэлов указаны в сносках к таблицам 15.1.1.7 и 15.1.1 ООБ.</p>	
<p>Примечание – Для проектных аварий категории 3, связанных с:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 её под заливом теплоносителя и обеспечения бескризисного охлаждения с учётом предусмотренных проектных запасов, быстродайствия и эффективности защитных систем 	

3.4 Анализы проектных аварий

В этом подразделе представлены некоторые наиболее показательные примеры анализов проектных аварий, выполненных по консервативным (огигающим) сценариям для обоснования безопасности АС.

3.4.1 Потеря питания переменным током (обесточивание АС)

Потеря неаварийного питания переменным током вспомогательного станционного оборудования (обесточивание АС) может произойти в результате нарушения в системе электропитания АС, в частности, при срабатывании защит блочного трансформатора при отсутствии напряжения на резервных трансформаторах.

Рассматриваемое исходное событие является проектным условием категории 2 и относится к группе исходных событий, приводящих к уменьшению отвода тепла вторым контуром.

Проектным режимам категории 2 соответствуют такие состояния атомной станции, которые могут возникать с частотой более 10^{-2} 1/(реактор-год). В худшем случае они могут приводить к останову реактора, после которого работа станции может быть возобновлена. Такого рода состояния не имеют тенденции к распространению, создающему угрозу возникновения более тяжелых отказов, т.е. проектных состояний категорий 3 или 4.

Результат оценки частоты повреждений активной зоны (ПАЗ):

Описание ИС	Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад, %
Обесточивание	6,82E-02	2,45E-08	9,5

Потеря электропитания собственных нужд блока приводит к выключению из работы основных потребителей собственных нужд АС – ГЦНА, подпиточных насосов первого контура, питательных насосов. Не работают ТЭН КД и впрыск в КД.

Зависимым отказом является невключение в работу при повышении давления во втором контуре всех БРУ-К из-за невозможности отвода тепла через конденсатор турбины.

Ниже приведены результаты расчетных оценок и результаты испытаний при проведении ПНР энергоблока НВАЭС-2.

3.4.1.1 Описание последовательности событий и работы систем при ИС «Обесточивание АС» при обосновании безопасности РУ

При выполнении оценок (консервативно):

- в качестве единичного отказа в оценке аварии принимается отказ одного канала САР с неподключением к двум парогенераторам (при этом к этим парогенераторам по факту незапуска САР будут подключаться два канала СПОТ);
- не учитывается работа следующих систем нормальной эксплуатации: ПЗ1, ПЗ2, УПЗ, БРУ-К, ВПЭН, системы компенсации давления первого контура (ТЭН КД), системы продувки-подпитки и борного регулирования;
- дополнительно принят отказ на открытие одной БРУ-А на паропроводе ПГ 2 и отказ контрольного ИПУ КД;
- срабатывание аварийной защиты происходит по второму сформированному сигналу;
- при срабатывании АЗ предполагалось застревание в верхнем положении одного ПС СУЗ с максимальной эффективностью;
- в исходном состоянии весовой уровень парогенератора выбирался исходя из обеспечения минимально возможного запаса воды в ПГ;
- принимались следующие основные параметры реакторной установки:

Наименование параметра	Значение
Тепловая мощность реактора, МВт	3328
Температура теплоносителя на входе в реактор, °С	300,2
Давление теплоносителя на выходе из активной зоны, МПа	16,1±0,3
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	85000
Доля протечек теплоносителя, не участвующих в охлаждении твэлов, от расхода через реактор, %	3,3
Уровень в компенсаторе давления, м	8,17
Весовой уровень котловой воды в ПГ, м	2,212
Давление пара в парогенераторе, МПа	7,12
Температура питательной воды, °С	230
Температура возвращаемого САР ПГ конденсата (максимальная), °С	70

Хронологическая последовательность срабатывания систем при потере неаварийного питания переменным током вспомогательного станционного оборудования (обесточивание АС) приведена в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Хронологическая последовательность срабатывания систем при потере неаварийного питания переменным током вспомогательного станционного оборудования (обесточивание АС)

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
0,0	Потеря неаварийного питания переменным током вспомогательного станционного оборудования (обесточивание АС). Отключение систем основной и вспомогательной питательной воды второго контура. Отключение всех ГЦНА	Исходное событие
0,0	Начало формирования первого сигнала на срабатывание АЗ	По факту отключения трех из четырех работающих ГЦНА на уровне мощности реактора более 5 % Нном. Задержка 1,4 с. Время прохождения сигнала в управляющих цепях – 0,5 с
0,0	Начало формирования второго сигнала на срабатывание АЗ	По факту исчезновения силового питания 220 В 50 Гц на двух вводах СУЗ. Задержка 3,0 с. Время прохождения сигнала в управляющих цепях – 0,5 с
0,6	Закрытие СК ТГ	В результате потери электропитания собственных нужд АС
1,9	Момент времени начала движения органов регулирования СУЗ по первому сформированному сигналу	По факту отключения трех из четырех работающих ГЦНА на уровне мощности реактора более 5 % Нном.

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
	на срабатывание АЗ (не учитывается)	Задержка 1,4 с
1,9	Запуск дизель-генераторов и их нагружение по программе ступенчатого пуска	В результате потери электропитания собственных нужд АС
3,2	Достижение уставки на открытие БРУ-А ПГ 1,3,4 (принят отказ на открытие БРУ-А ПГ 2)	Давление на выходе из коллектора пара ПГ достигает уставки на открытие БРУ-А – 7,7 МПа
3,5	Начало движения органов регулирования СУЗ по второму сформированному сигналу на срабатывание АЗ	Действие аварийной защиты по факту исчезновения силового питания 220 В 50 Гц на двух вводах СУЗ. Задержка 3,0 с
5,0	Начало формирования сигнала на подключение каналов САР к ПГ 1–4 в режим поддержания давления (принят отказ на запуск канала САР ПГ 3 и 4)	Давление на выходе из коллектора пара ПГ достигает уставки на запуск САР ПГ – 8,0 МПа. В течение последующих 120 с проверяется условие на подключение САР ПГ
5,0	Открытие БРУ-А ПГ 1, 3 и 4 и их работа в режиме регулирования (принят отказ на открытие БРУ-А ПГ 2)	Давление на выходе из коллектора пара ПГ достигает уставки на открытие БРУ-А – 7,7 МПа
10,5	Начало открытия первых ИПУ ПГ 1, 2, 3 и 4	Достигается уставка на открытие первых ИПУ ПГ 1, 2, 3 и 4 – 8,7 МПа
13,6	Начало открытия вторых ИПУ ПГ 1, 2, 3 и 4	Достигается уставка на открытие вторых ИПУ ПГ 1, 2, 3 и 4 – 8,9 МПа
18,0	Закрытие первых и вторых ИПУ ПГ 1, 2, 3 и 4	Достигается уставка на закрытие первых и вторых ИПУ ПГ 1, 2, 3 и 4 – 7,85 МПа
126	Выход на проектные параметры канала системы САР, работающего на ПГ 1 и 2, и его работа в режиме	С задержкой 120 с после формирования сигнала на запуск и подключение

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
	поддержания давления. Отказ на срабатывание канала САР, работающего на ПГ 3 и 4	
126	Начало работы двух каналов СПОТ с подключением к ПГ 3 и 4	По незапуску канала САР, работающего на ПГ 3 и 4
940	Закрытие БРУ-А ПГ 1, 3 и 4	Давление на выходе из коллектора пара ПГ 1, 3 и 4 достигает уставки на закрытие БРУ-А – 6,95 МПа
4000	Окончание счёта	–

В результате потери неаварийного питания переменным током вспомогательного станционного оборудования (обесточивание АС) происходит отключение всех работающих ГЦНА, прекращается подача основной и вспомогательной питательной воды в парогенераторы, закрываются стопорные клапаны ТГ.

Через 1,9 с с момента обесточивания АС должно начаться падение органов регулирования СУЗ по первому сформированному сигналу на срабатывание аварийной защиты реактора по факту отключения трех из четырех работающих ГЦНА на уровне мощности реактора более 5 % $N_{ном}$.

Однако, согласно принятым допущениям, первый сигнал на срабатывание аварийной защиты в данном анализе консервативно не учитывается.

По признаку обесточивания АС с задержкой 1,9 с происходит запуск дизель-генераторов и их ступенчатое нагружение.

Закрытие стопорных клапанов турбины, вызванное обесточиванием АС, приводит к повышению давления во втором контуре. Повышение давления во втором контуре вызывает открытие на 5,0 с БРУ-А на паропроводах ПГ 1, 3 и 4 (принят отказ на открытие одной БРУ-А на паропроводе ПГ 2), открытие на 10,5 с аварийного процесса первых ИПУ ПГ 1, 2, 3 и 4, и на 13,6 с – вторых ИПУ ПГ 1, 2, 3 и 4. Работа БРУ-А и первых и вторых ИПУ ПГ 1, 2, 3 и 4 снижает давление во втором контуре, что приводит к закрытию ИПУ ПГ на всех парогенераторах, после этого оно поддерживается равным давлению

регулирования. Максимальное давление во втором контуре достигается на 11,1 с и составляет 8,98 МПа.

Через 3,5 с с момента обесточивания (3,0 с – технологическая задержка и 0,5 с – время прохождения сигнала по электрическим цепям) происходит начало движения органов регулирования СУЗ по второму сформированному сигналу по факту исчезновения силового питания 220 В 50 Гц на двух вводах СУЗ. Мощность реактора снижается до уровня остаточных тепловыделений. Минимальный запас до кризиса теплоотдачи составляет 1,191 и достигается на 4,0 с аварийного процесса.

После отключения ГЦНА и окончания их выбега устанавливается естественная циркуляция теплоносителя первого контура.

Максимальное значение давления первого контура (в «холодной» нитке ГЦТ) достигается на 7,7 с и составляет 18,33 МПа.

В результате отключения основной питательной воды уровень в парогенераторах снижается.

При повышении давления в парогенераторах до 8,0 МПа на 5,0 с начинает формироваться сигнал на подключение САР ПГ. В соответствии с принятым сценарием принят отказ одного канала САР ПГ, подключенного к парогенераторам 3 и 4. При этом по факту отказа работы САР ПГ к этим парогенераторам через 120 с после формирования сигнала на их подключение подключатся два канала СПОТ. После выхода на 126 с на проектные параметры канала системы САР ПГ, работающего на ПГ 1 и 2, включения в работу двух каналов СПОТ ПГ 3 и 4 и снижения уровня остаточных тепловыделений давление в парогенераторах начинает снижаться, БРУ-А закрываются и потеря котловой воды из ПГ прекращается.

Давление во всех парогенераторах до начала работы канала САР ПГ поддерживается работой БРУ-А на уровне давления регулирования 7,3 МПа, а после подключения каналов САР ПГ и СПОТ давление в парогенераторах снижается и поддерживается работой САР ПГ на уровне регулирования 6,7 МПа. Работа БРУ-А, канала САР ПГ и двух каналов СПОТ ПГ обеспечивает снижение и стабилизацию давления и температуры теплоносителя первого и второго контуров.

На рисунках 3.1–3.12 приведены результаты оценок параметров режима «Обесточивание АС» (нумерация линий на графиках для однотипного оборудования (1–4) соответствует порядковому номеру оборудования (ПГ 1–4, ГЦН 1–4, ...)):

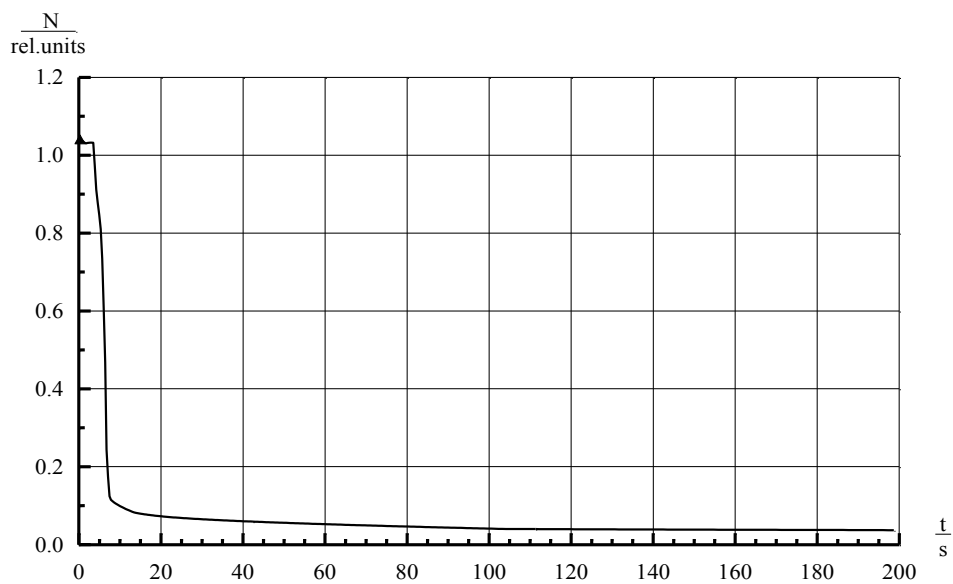
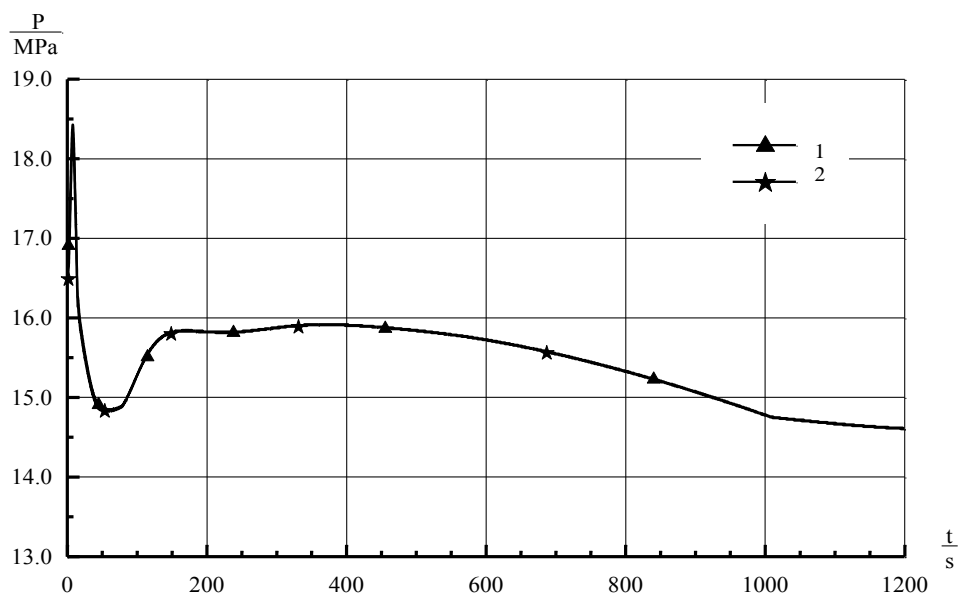
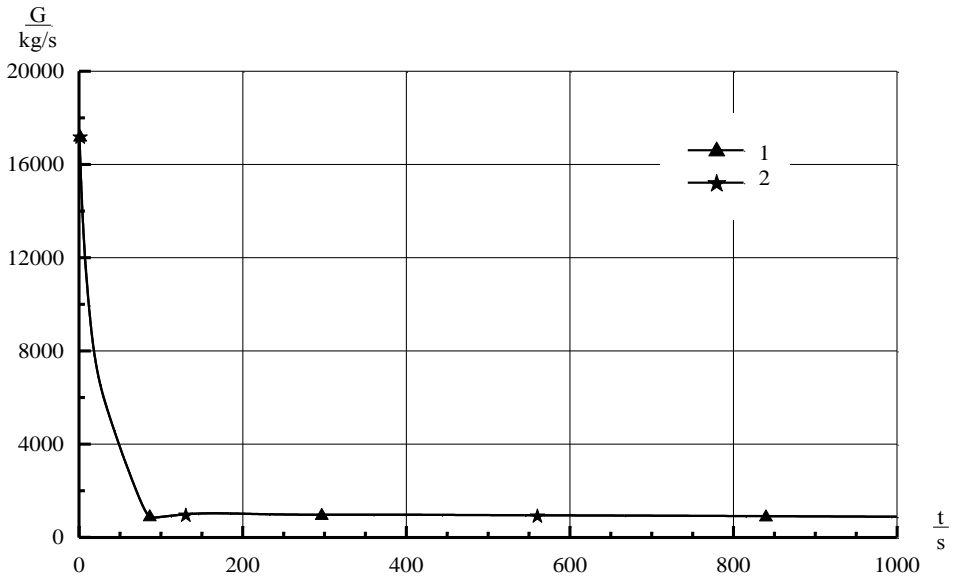


Рисунок 3.1 – Относительная мощность тепловыделений в активной зоне



1 – давление в «холодной» нитке ГЦТ;
 2 – давление на выходе из активной зоны
 Рисунок 3.2 – Давление в 1-м контуре (абс)



1 – расход теплоносителя на входе в активную зону;
 2 – расход теплоносителя на выходе из активной зоны

Рисунок 3.3 – Расход теплоносителя

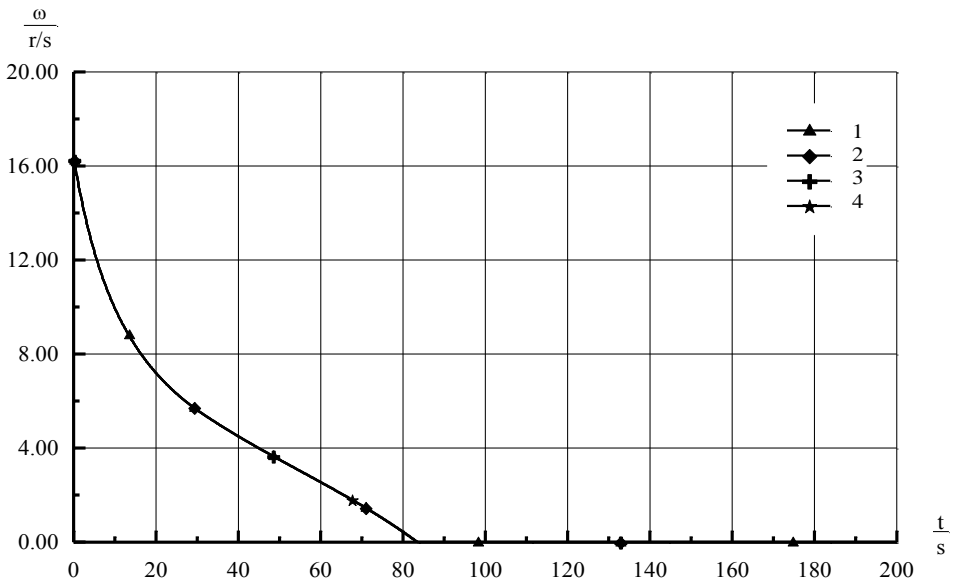
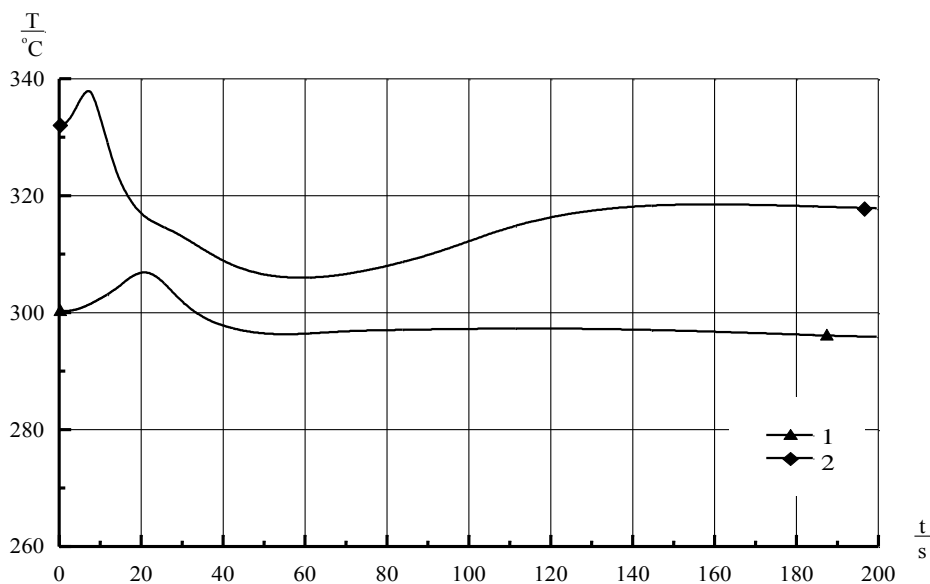


Рисунок 3.4 – Частота вращения ГЦНА 1–4



1 – температура теплоносителя в НКР;
 2 – температура теплоносителя в СКР
 Рисунок 3.5 – Температура теплоносителя

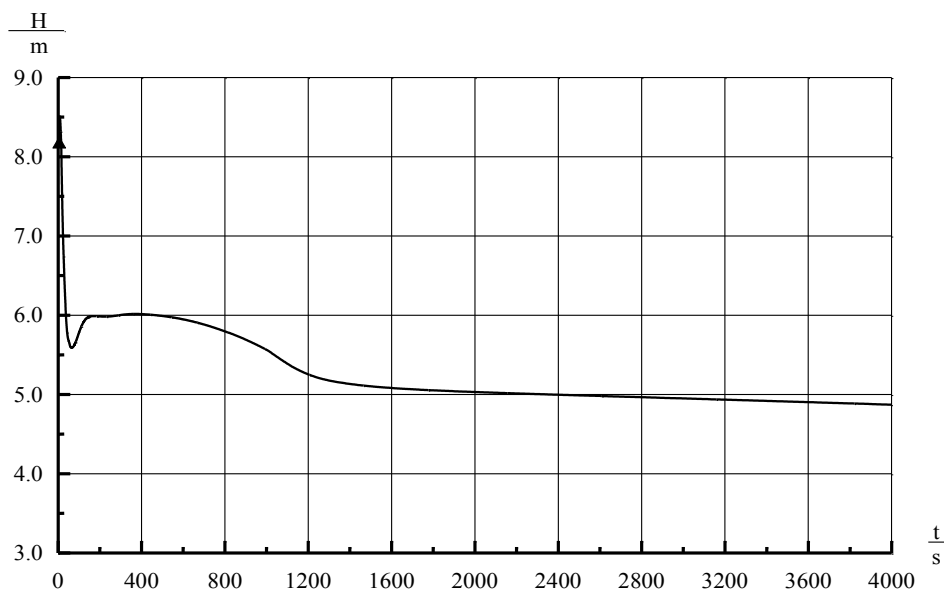


Рисунок 3.6 – Уровень в компенсаторе давления

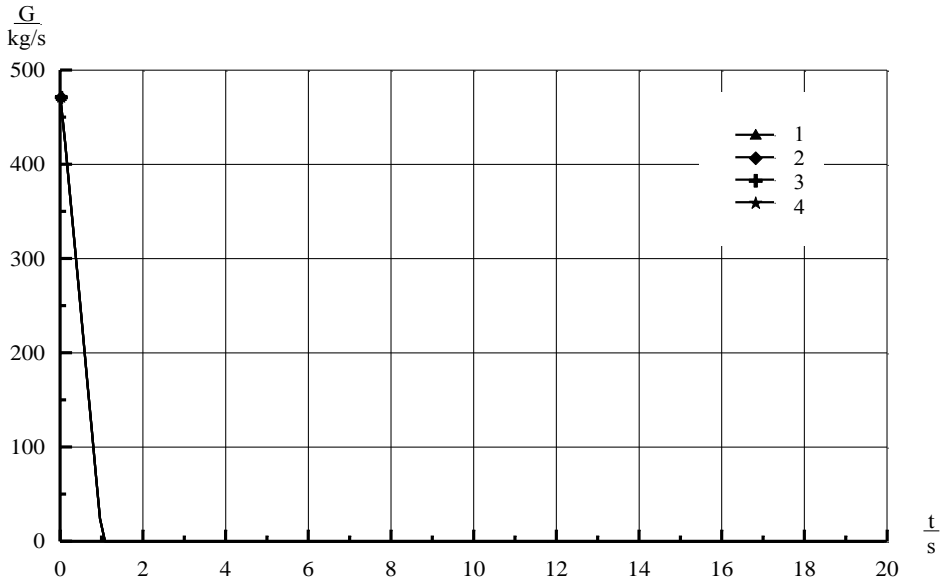


Рисунок 3.7 – Расход питательной воды в ПГ 1–4

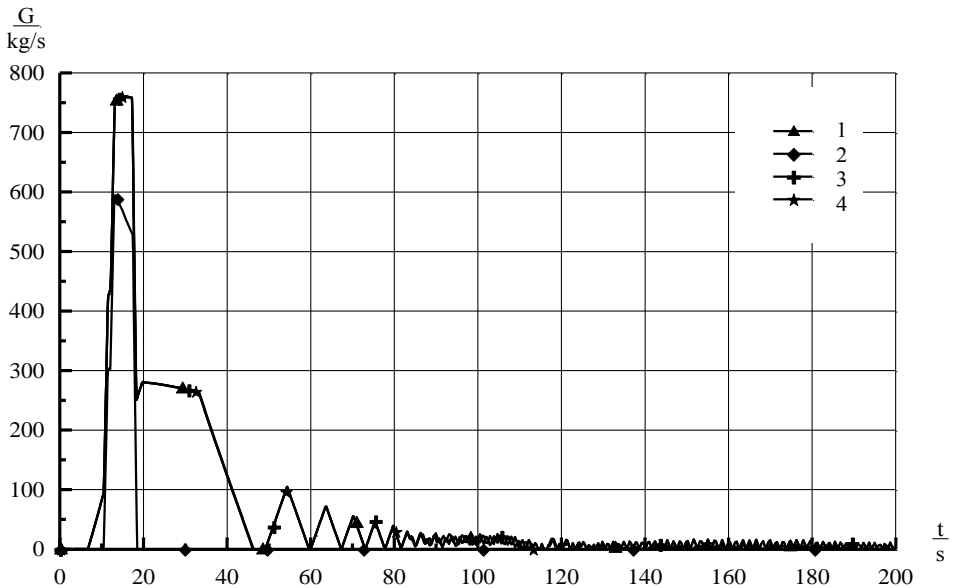


Рисунок 3.8 – Расход пара через сбросные устройства ПГ 1–4

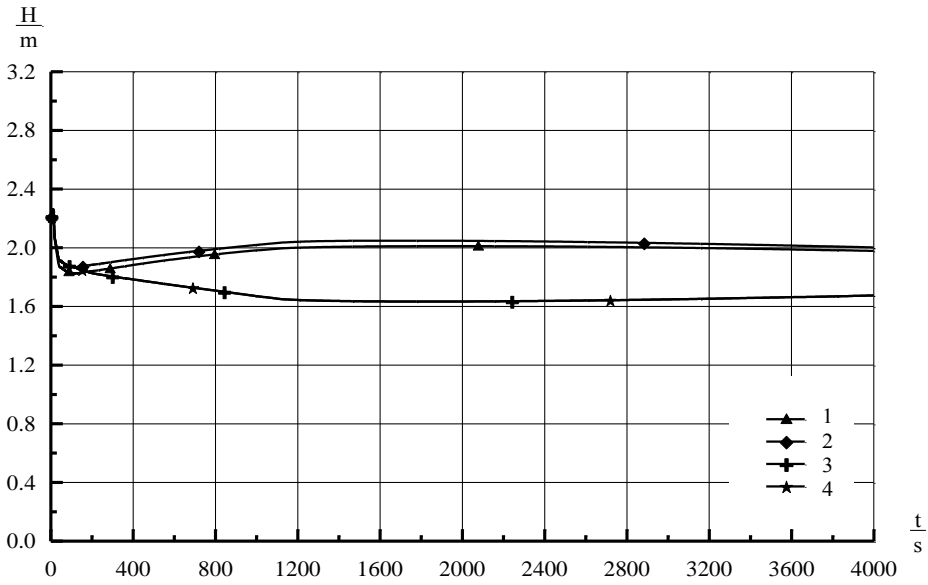


Рисунок 3.9 – Весовой уровень теплоносителя в ПГ 1–4

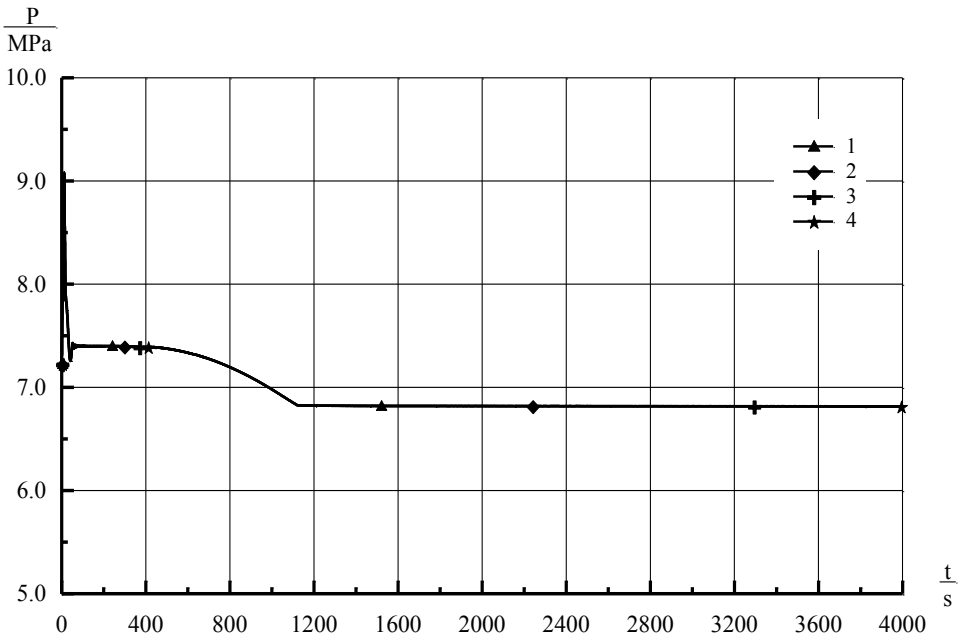


Рисунок 3.10 – Давление в ПГ 1–4 (абс)

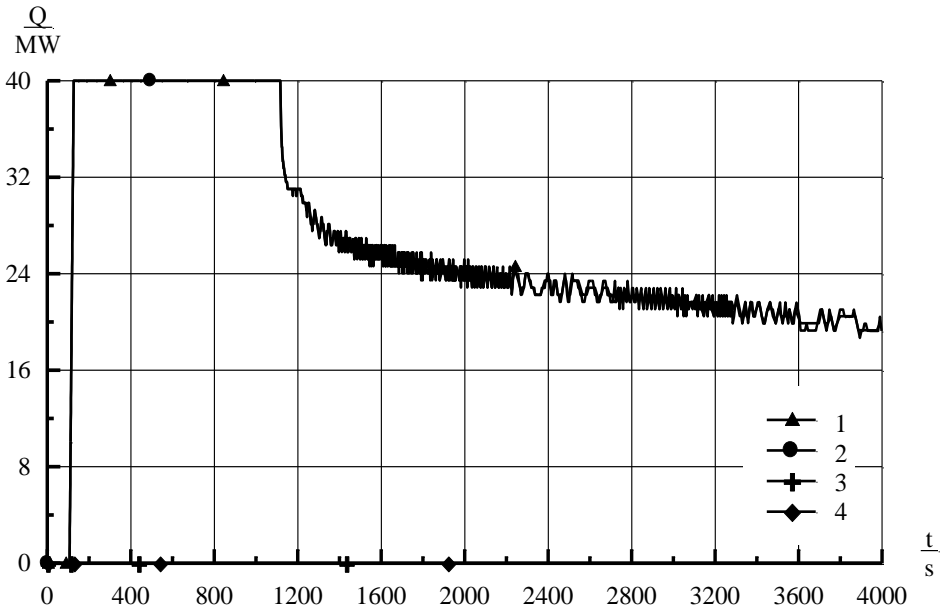


Рисунок 3.11 – Мощность, снимаемая САР с ПГ 1–4

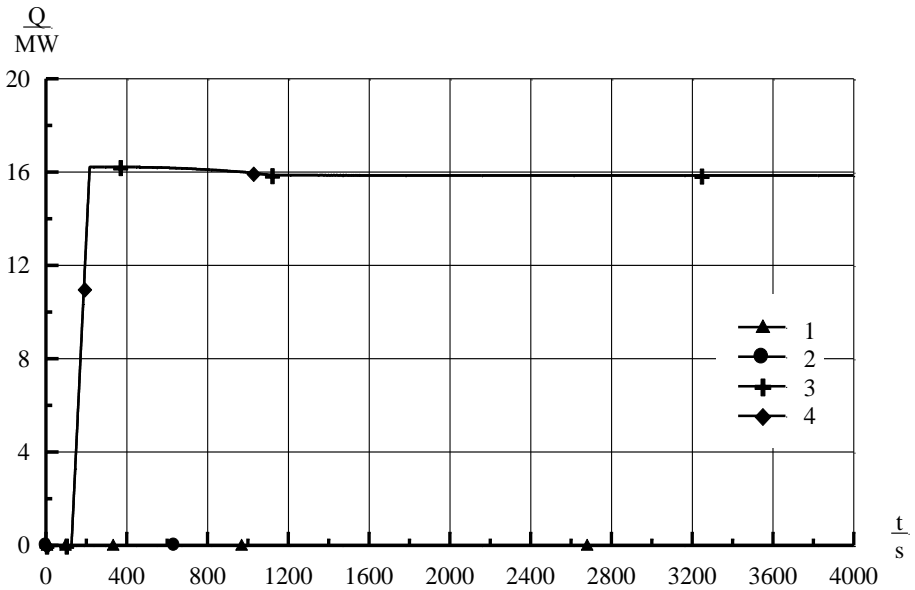


Рисунок 3.12 – Мощность СПОТ ПГ 1–4

Анализ результатов оценок режима ННЭ показал, что при принятых начальных и граничных условиях обеспечивается не превышение давления в системе теплоносителя первого контура и паропроводах парогенераторов над расчетным более чем на 15 %.

3.4.1.2 Основные моменты испытаний полного обесточивания энергоблока № 2 НВАЭС-2 на этапе ПНР

Ниже приведем основные моменты реальных испытаний полного обесточивания блока (но на мощности 34 %Nном) для сравнения протекания процесса с оценкой аварии, представленной вначале.

Под полным обесточиванием энергоблока понималась потеря неаварийного питания переменным током секций ВВА, ВВВ, ВВС, ВВД и потребителей, запитанных от этих секций с последующим запуском дизель-генераторов, подключение их к секциям систем безопасности и секциям систем нормальной эксплуатации.

Режим полного обесточивания проводился в начале освоения мощности на уровне мощности 34,2 %Nном (выгорание составило 11.09 эфф. суток), как режим, определяющий способность безопасного останова при наиболее тяжелом нарушении нормальной эксплуатации, требующий готовности максимального количества систем и оборудования.

Целью испытания являлось:

- подтверждение автоматического запуска резервных дизель-электрических станций и программы ступенчатого пуска систем безопасности в соответствии с проектом;
- подтверждение автоматического запуска блочной дизель-электрической станции и программы ступенчатого пуска систем нормальной эксплуатации в соответствии с проектом;
- подтверждение надежности и эффективности отвода тепла от активной зоны в условиях естественной циркуляции теплоносителя первого контура в режиме полного обесточивания энергоблока.

Исходное состояние блока:

- в работе находились ГЦНА 1–4 20JEB10,20,30,40AP001, ЦН 1–4 20PAC01,02,03,04AP001, КЭН первой ступени 20LCB11,12AP001, КЭН второй ступени 20LCB23AP001, питательные насосы № 3,5 20LAC30,50AP001;
- дизель-генераторы 21ХКА10, 22ХКА20, 20ХКА30 находились в режиме «Дежурство»;

- трансформаторы собственных нужд 20ВВТ01 и 20ВВТ02 находились в работе и были запитаны от энергоблока;
- КРУ-10 кВ 20ВСА, 20ВСВ, 20ВСС, 20ВCD находились под напряжением и были запитаны от 20ВСТ01 и 20ВСТ02;
- КРУ-10 кВ 20ВВА, 20ВВВ, 20ВВС, 20ВВД находились под напряжением, были нагружены близкой к проектной нагрузке и запитаны от 20ВВТ01 и 20ВВТ02, выключатели резервных вводов секций 20ВВА, 20ВВВ, 20ВВС, 20ВВД собраны в рабочее положение и отключены;
- КРУ-10 кВ 20ВДЕ и 20ВДФ находились под напряжением, запитаны соответственно от 20ВВА и 20ВВД, выключатели ввода питания от дизель-генератора 20ХКА30 собраны в рабочее положение и отключены, схема секционного выключателя между секциями 20ВДЕ и 20ВДФ собрана в рабочее положение, выключатель отключен;
- КРУ-10 кВ 21ВДА и 22ВДВ находились под напряжением, запитаны от 20ВВВ и 20ВВС соответственно, выключатели вводов питания от дизель-генераторов 21ХКА10 и 22ХКА20 собраны в рабочее положение и отключены;
- АВР секций 20ВВА, 20ВВВ, 20ВВС и 20ВВД находился в положении отключено;
- АРМ находился в режиме «Т» ($P_{зад} = 6,8$ МПа), а ЭЧСР – в режиме «РМ» ($N_{зад} = 286$ МВт), мощность реактора по данным АКНП была равна 34,2 % $N_{ном}$.

Основные параметры первого и второго контуров, зарегистрированные в исходном (примерно за 1 с до начала испытания) состоянии приведены в таблице 3.4 (столбец «Исходное состояние»).

В 13 ч 56 мин 1,98 с 04.06.2019 было произведено одновременное отключение рабочих вводов секций 20ВВА, 20ВВВ, 20ВВС и 20ВВД воздействием на реле К77 на панели 20МКУ02 на релейном щите блока. Данный момент времени принят за начало отсчета ($t = 0$) в исследуемом динамическом режиме.

После отключения рабочих вводов секций 10 кВ 20ВВА, 20ВВВ, 20ВВС и 20ВВД и не включения резервных вводов сигналы обесточивания секций и включения (разворот) дизель-генераторов 21ХКА10, 22ХКА20 и 20ХКА30 прошли соответственно на 3,08-ой, 3,31-ой и 2,47-ой секунде процесса. Время разворота дизель-генераторов не превысило 12 с. Подключение ДГ 20ХКА30 на секции СНЭ НЭ 20ВДЕ и 20ВДФ и включение алгоритма ступенчатого пуска прошли к 14,47-ой секунде процесса. Подключение ДГ

21ХКА10, 22ХКА20 на секции САЭ 21ВДА, 22ВДВ и включение алгоритмов ступенчатого пуска прошли соответственно на 15,78-ой и 14,96-ой секундах процесса.

Аварийная защита реактора сработала на 1,71-ой секунде процесса по фактору отключения трех из четырех работающих ГЦНА на уровне мощности реактора более 5 % $N_{ном}$. После этого прошли еще два сигнала первопричины АЗ: частота электропитания ГЦНА на 3-х из 4-х секциях меньше 46 Гц (на 2,41-ой секунде) и потеря питания 380 В приводов ОР СУЗ на двух вводах (на 3,93-ей секунде).

Время прохождения сигналов АСП было следующим:

- 0 ступень – 14,48 с (13:56:16);
- 1 ступень – 24,57 с (13:56:26);
- 2 ступень – 34,60 с (13:56:36);
- 3 ступень – 44,57 с (13:56:46);
- 4 ступень – 55,01 с (13:56:56).

На 65,01-ой секунде процесса (в 13:57:06) АСП завершила работу.

БРУ-К в ходе испытания не открывались. Запрет работы БРУ-К прошел на 5,38-ой секунде процесса по фактору отключения 3-х из 4-х работающих циркуляционных насосов машзала, а именно ЦН № 1,3,4 с выдержкой времени 1 с.

Защита турбины сработала на 5,77-ой секунде процесса по фактору отключения всех ПЭН с выдержкой времени 3 с.

На 3,87-ой секунде процесса отключился работавший КЭН первой ступени 20LCB11AP001, а на 3,91-ой секунде отключился работавший КЭН второй ступени 20LCB23AP001.

На 8,03-ей секунде процесса прошел сигнал о закрытии всех СК турбины.

На 11,03-ей секунде процесса сработали электрические защиты генератора и на 11,89-ой секунде генератор отключился от сети.

На 24,95-ой секунде, на первой ступени АСП включился ВПЭН 20LAJ01AP001.

На 44,95-ой секунде процесса (на третьей ступени АСП НЭ) включился по АСП подпиточный насос 20КВА33AP001 (с 57 с по 162 с происходило периодическое отключение подпиточных насосов по максимальному расходу более 80 м³/ч);

На интервале времени с 471,29-ой по 509,54-ую секунду процесса было восстановлено питание секций 10 кВ 20BBA, 20BBB, 20BBC и 20BBD от работы трансформаторов 20BVT01 и 20BVT02.

Полная (без застревания ОР СУЗ) эффективность АЗ при её срабатывании примерно равна $14 \beta_{эф} = 10,36 \%$.

Выбеги ГЦНА 1–4 составили соответственно 100, 98, 95 и 109 с.

На рисунке 3.16 приведены вычисляемые СВРК расходы теплоносителя в петлях первого контура и через реактор. Увеличение расходов теплоносителя в петлях первого контура, а, следовательно, и через реактор на начальном интервале времени после отключения ГЦНА является по сути ложным и обусловлено именно способом вычисления в СВРК – до прихода сигналов об отключении ГЦНА эти расходы вычисляются, основываясь на заводских напорно-расходных характеристиках выемных частей ГЦНА. Согласно этим характеристикам при снижении перепадов давления на ГЦНА расходы теплоносителя в петлях первого контура увеличиваются.

Разности температур теплоносителя между «горячими» и «холодными» нитками ГЦК (т.е. подогревы теплоносителя в петлях первого контура) на (200-205)-ой секунде процесса были равны (10,0-10,5) °С.

Основные параметры первого и второго контуров, зарегистрированные по окончании испытания, приведены в таблице 3.4, в столбце «Конечное состояние».

Таблица 3.4 – Основные параметры реакторной установки в переходном процессе, обусловленном полным обесточиванием блока (освоение N = 40 % Nном)

Параметр	Исходное состояние	Конечное состояние
Дата	04.06.2019	04.06.2019
Время, ч:мин:с	13:56:00	14:16:00
t, с	-1	1199
Tэф, эфф.сут	11,09	11,09
Накз, МВт (%)	1095 (34,22)	0
N1к, МВт (%)	1099 (34,34)	0
Nпг, МВт (%)	964 (30,12)	0
Накнп, МВт (%)	1094 (34,18)	0

Параметр	Исходное состояние	Конечное состояние
Ндпз, МВт (%)	1080 (33,75)	0
Нэл, МВт	290	0
Н12, %	72,7	2,7
Н11, %	103,7	2,7
Н1-10, %	103,7	2,7
Сбк, г/кг	5,83	6,59
Тх i, °С	289,15; 289,70; 289,16; 289,08	283,20; 283,16; 283,48; 283,83
Тг i, °С	299,83; 300,22; 299,94; 299,96	291,45; 291,57; 291,51; 291,58
ΔТi, °С	10,69; 10,52; 10,78; 10,89	8,25; 8,41; 8,03; 7,74
Твх, °С	289,27	283,42
Твых, °С	299,99	291,52
ΔТ, °С	10,72	8,11
Р1, МПа	15,868	16,230
ΔРр, МПа	0,440	0,000
ΔРгцна i, МПа	0,633; 0,627; 0,632; 0,634	0,007; 0,007; 0,007; 0,007
Гпті, м ³ /ч	22950; 23076; 23042; 22963	0; 0; 0; 0
Гр, м ³ /ч	92033	0
Лкд, м	5,46	5,32
Лпг i, м	2,70; 2,70; 2,70; 2,70	2,70; 2,69; 2,74; 2,69
Гпві, т/ч	523; 412; 575; 452	34; 0; 0; 0
Рпг i, МПа	6,76; 6,77; 6,77; 6,77	6,90; 6,91; 6,91; 6,91
Рпк, МПа	6,78	6,92

На рисунках 3.13–3.23 приведены результаты испытаний полного обесточивания энергоблока № 2 НВАЭС-2 на этапе ПНР.

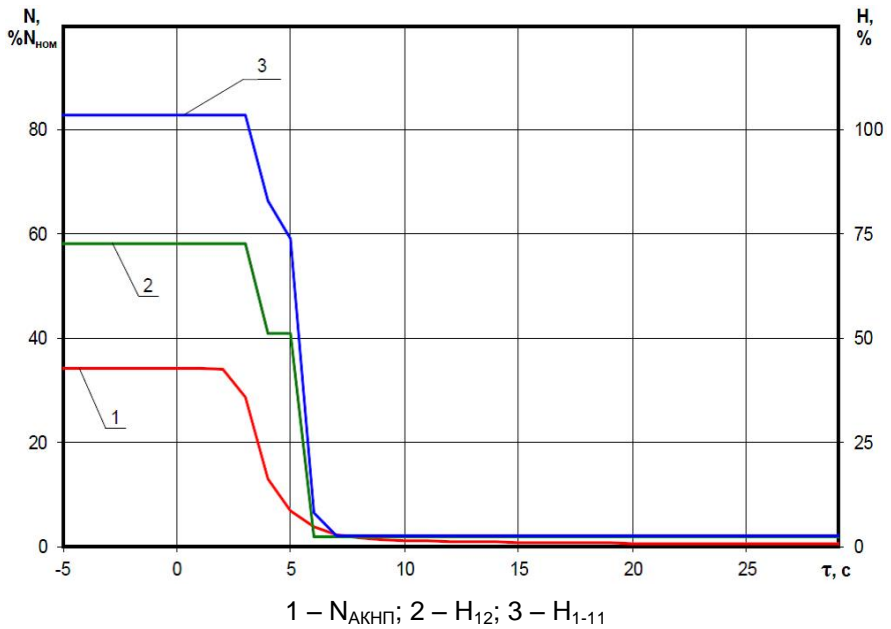
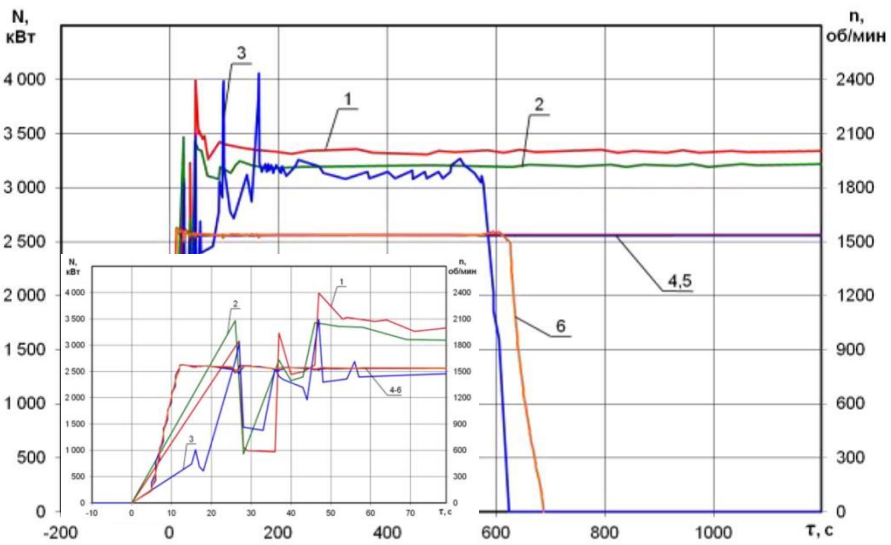
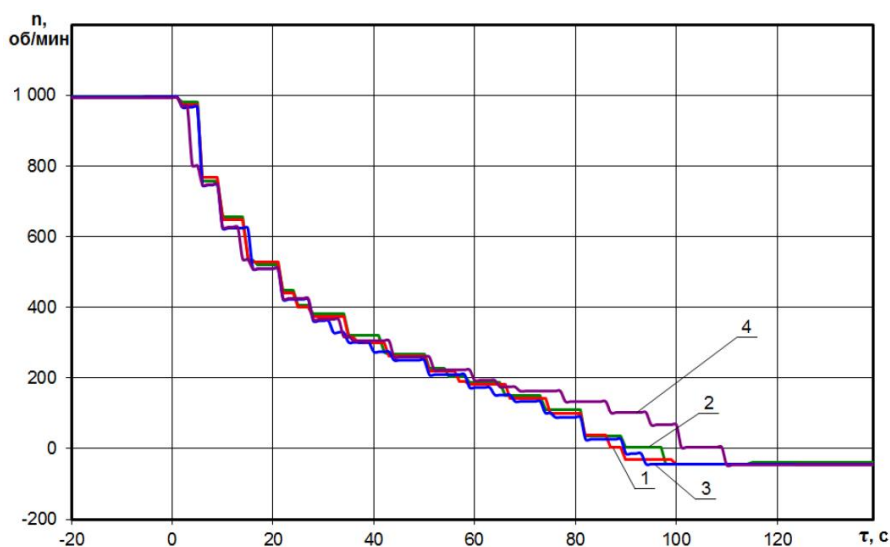


Рисунок 3.13 – Мощность реактора по данным АКНП и положений групп ОР СУЗ по данным СВРК



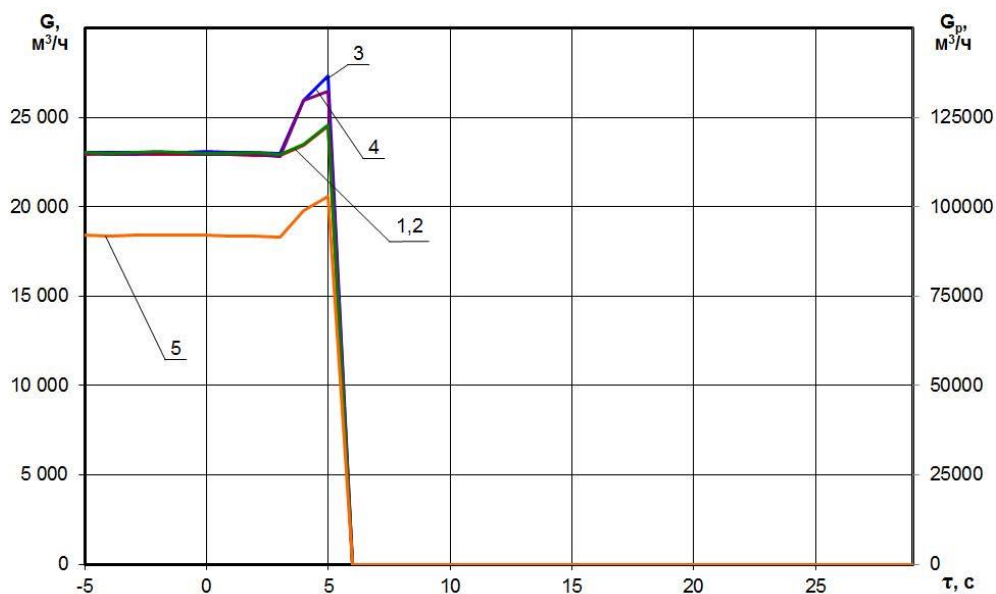
1 – N 21ХКА10СЕ321; 2 – N 22ХКА20СЕ321; 3 – N 20ВФУ47ЕГ214
 4 – n 21ХКА10СЕ330; 5 – n 22ХКА20СЕ330; 6 – n 20ХКА30СЕ330

Рисунок 3.14 – Мощность ДГ (ХКА10,20,30) и оборотов ДГ (ХКА10,20,30)



1 – ГЦНА 1; 2 – ГЦНА 2; 3 – ГЦНА 3; 4 – ГЦНА 4

Рисунок 3.15 – Частота вращения роторов ГЦНА 1–4



1– Гпт1; 2– Гпт2; 3– Гпт3; 4– Гпт4; 5– Гр

Рисунок 3.16 – Изменение во времени расхода теплоносителя в петлях и через реактор

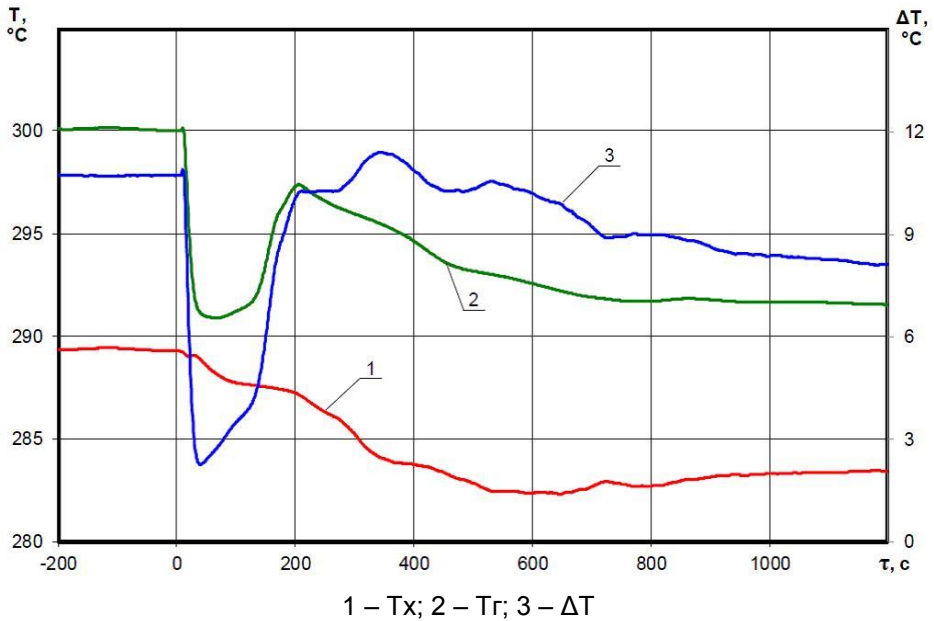


Рисунок 3.17 – Средняя температура теплоносителя в «холодных» и «горячих» нитках петель первого контура и подогрева в реакторе

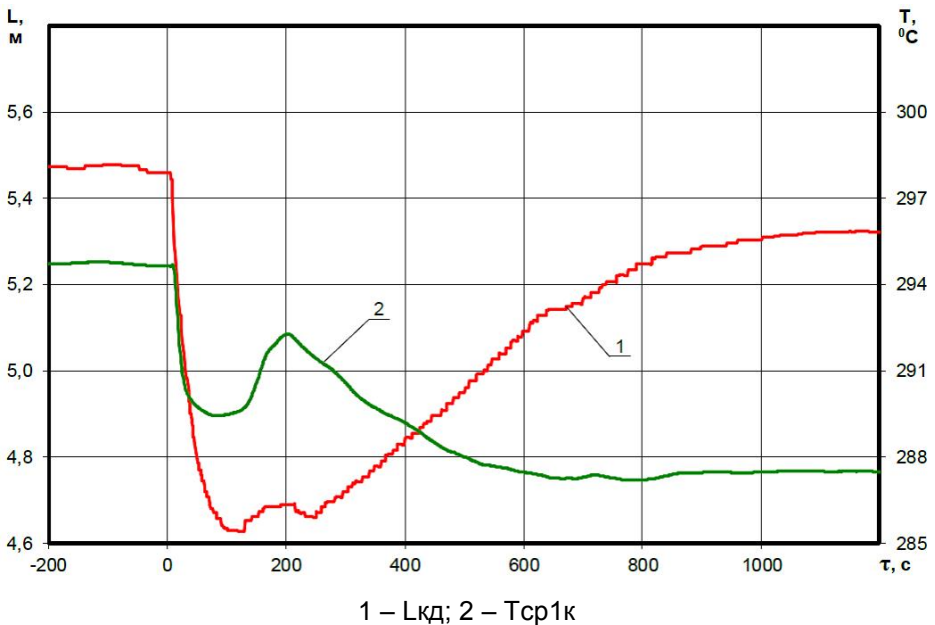
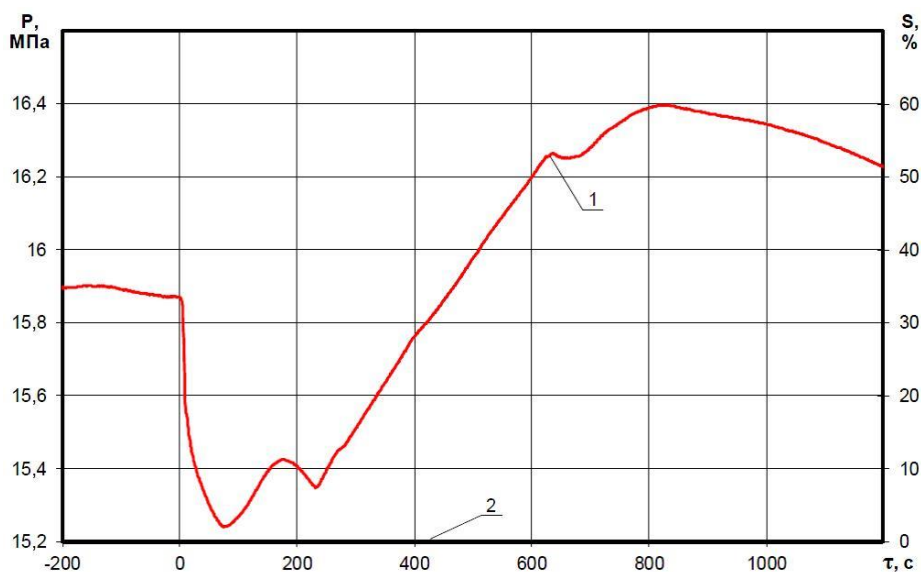
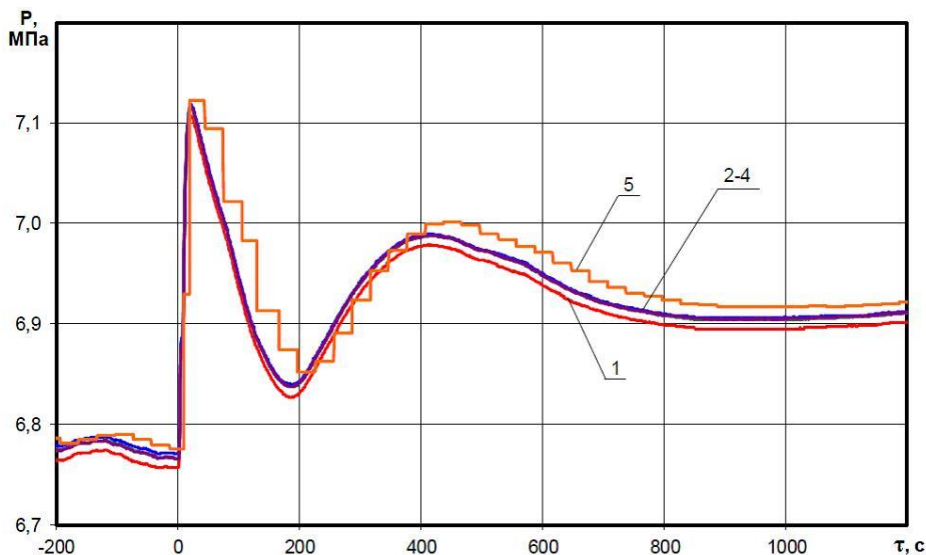


Рисунок 3.18 – Уровень в КД и средняя температура теплоносителя в первом контуре



1 – $P_{1к}$; 2 – $S_{JEF11AA202}$

Рисунок 3.19 – Давление теплоносителя в первом контуре и положение клапана «тонкого» впрыска в КД



1 – $P_{пг1}$; 2 – $P_{пг2}$; 3 – $P_{пг3}$; 4 – $P_{пг4}$; 5 – $P_{гпк}$

Рисунок 3.20 – Давление пара в ПГ и в ГПК

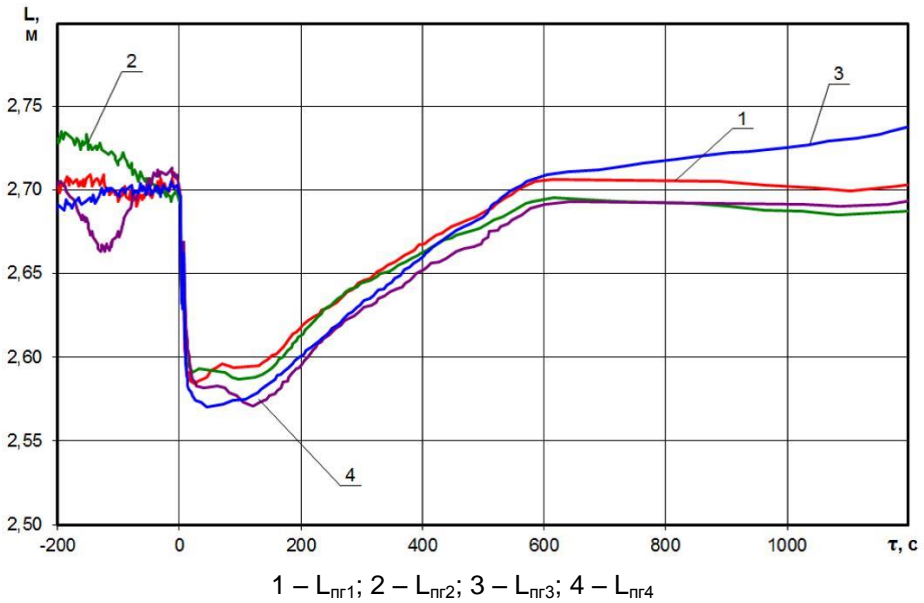


Рисунок 3.21 – Уровни питательной воды в ПГ

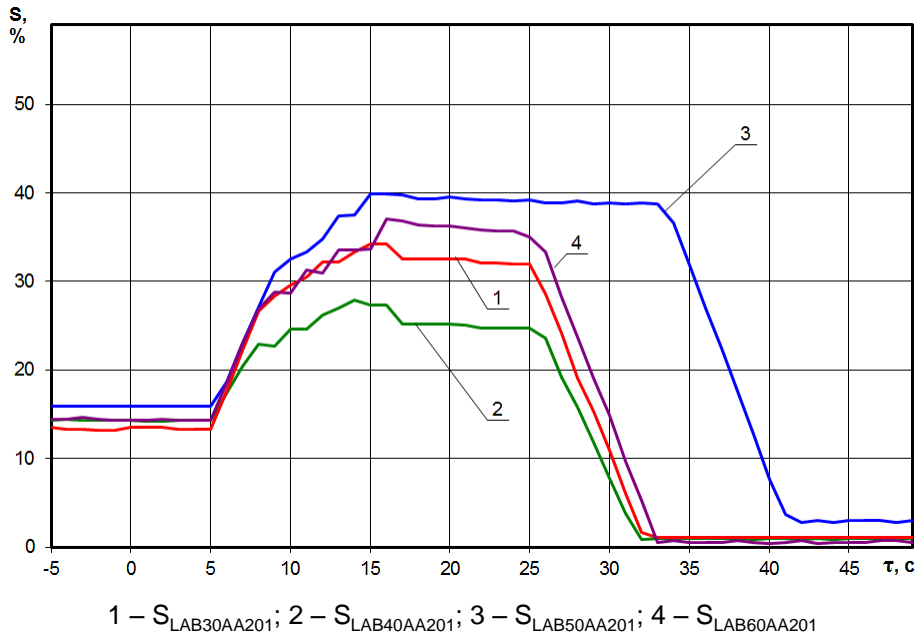


Рисунок 3.22 – Положение основных регулирующих клапанов уровней в ПГ

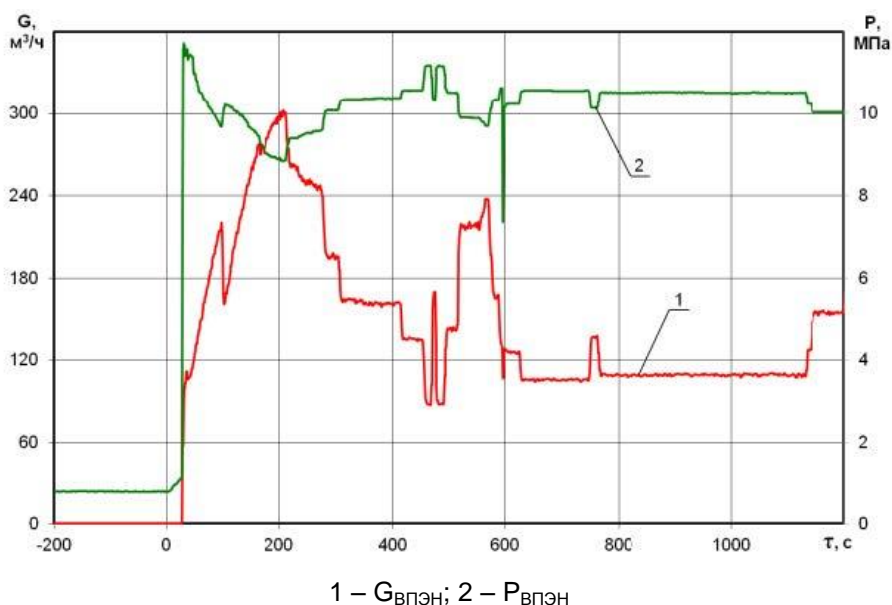


Рисунок 3.23 – Расход и давление на напоре ВПЭН

Таким образом, примерно на 205-ой секунде процесса установилась окончательно естественная циркуляция теплоносителя в первом контуре.

Давление в секциях конденсатора турбины 20MAG10, 20, 30, 40CP001 от исходных значений, равных 6,22 кПа, примерно к 900-ой секунде процесса, как и следовало ожидать, возросло до атмосферного значения.

3.4.2 Малые течи теплоносителя первого контура

Под малыми течами теплоносителя первого контура подразумеваются разрывы трубопроводов малого диаметра или трещины на поверхности главных циркуляционных трубопроводов, через которые происходит истечение теплоносителя.

Рассматриваемые исходные события являются проектными режимами категории 3 и относятся к группе исходных событий, приводящих к уменьшению количества теплоносителя первого контура.

Проектным режимам категории 3 соответствуют такие состояния атомной станции, которые могут возникать с частотой от 10^{-2} до 10^{-4} 1/(реактор·год). В этих состояниях возможна разгерметизация только ограниченной части топливных стержней (не более 1 % от общего количества твэлов).

Результат оценки частоты повреждений активной зоны (ПАЗ):

Описание ИС	Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад, %
Малая течь первого контура	9,10E-04	8,78E-08	34,0

При разрыве на холодной нитке главного циркуляционного трубопровода на входе в реактор происходит выброс теплоносителя в течь, снижение давления в 1 контуре, уменьшение массы теплоносителя в реакторе.

Авария может быть идентифицирована по следующим признакам:

- снижение давления в первом контуре;
- снижение уровня в компенсаторе давления;
- рост параметров среды в защитной оболочке.

Для компенсации течей теплоносителя из первого контура и охлаждения активной зоны при авариях проектом предусмотрена система аварийного охлаждения активной зоны. САОЗ состоит из следующих подсистем:

- системы залива активной зоны борированной водой из гидроемкостей (пассивная часть);
- системы аварийного и планового расхолаживания первого контура.

Пассивная часть системы аварийного охлаждения зоны предназначена для подачи в реактор раствора борной кислоты при давлении в первом контуре менее 5,89 МПа в проектных авариях с потерей теплоносителя в количестве, достаточном для охлаждения активной зоны реактора до момента поступления борного раствора в первый контур от системы аварийного и планового расхолаживания.

Система аварийного и планового расхолаживания должна обеспечивать:

- подачу раствора борной кислоты в первый контур для охлаждения активной зоны реактора при авариях с потерей теплоносителя, превышающей компенсационную способность системы нормальной подпитки;
- отвод остаточных тепловыделений и аккумулированного в металлоконструкциях тепла.

При работе комбинированного насоса обеспечивается подача борированной воды в первый контур в диапазоне давлений от 7,9 до 0,098 МПа, при работе насоса низкого давления подача борированной воды в реактор обеспечивается при давлении от 2,5 до 0,098 МПа.

В целом САОЗ обеспечивает непрерывную подачу раствора борной кислоты в первый контур и охлаждение активной зоны реактора при авариях с потерей теплоносителя.

Система пассивного залива активной зоны предназначена для выполнения защитной функции безопасности при проектных и запроектных авариях с течью первого контура, сопровождающихся потерей источников энергоснабжения. Емкости срабатывают при снижении давления в первом контуре до 1,5 МПа и обеспечивают подачу борного раствора непосредственно в камеры реактора.

Более подробное описание вышеуказанных систем безопасности выполнено в соответствующих разделах книги [15].

3.4.3 Описание последовательности событий и работы систем при ИС «Малая течь первого контура» при обосновании безопасности РУ

Для обоснования безопасности РУ выполнен анализ результатов оценок аварий с течами эквивалентным диаметром 25, 50, 80 и 100 мм на «холодной» нитке ГЦТ (наиболее консервативный вариант по сравнению с разрывами на «горячей» нитке ГЦТ). Но более подробно (для понимания различий) представлены результаты только для течей эквивалентным диаметром 25 и 100 мм. Протекание процесса с течами промежуточных диаметров носит идентичный характер, но в более скоротечном режиме, относительно течи меньшего диаметра.

Также в данном разделе не рассматривается режим малой течи теплоносителя из первого контура, компенсируемой системой нормальной подпитки (D_u 13,5 мм), который при проектном функционировании основных ТЗиБ (автоматическое включение резервного подпиточного насоса КВА и подпитка деаэратора КВА из баков системы FAL борным раствором с концентрацией 16 г/дм³) не приводит к срабатыванию АЗ и функций безопасности

При выполнении оценок (консервативно) принималось:

- не учитывалась работа систем нормальной эксплуатации: РОМ; ПЗ1, ПЗ2, УПЗ; система подпитки-продувки и борного регулирования первого контура;

- учитывалось обесточивание АС (потеря электропитания собственных нужд блока консервативно принималась за 1,9 с до начала движения органов СУЗ по сигналу АЗ);
- в качестве единичного отказа принимался отказ одного ДГ, который приводит к отказам одного комбинированного насоса САПР, одного ННД и одного канала САР ПГ;
- срабатывание аварийной защиты происходит по второму технологическому сигналу;
- при срабатывании АЗ предполагалось застревание в верхнем положении одного ПС СУЗ с максимальной эффективностью;
- принимались следующие основные параметры реакторной установки:

Наименование параметра	Значение
Тепловая мощность реактора, МВт	3328
Температура теплоносителя на входе в реактор, °С	300,2
Давление теплоносителя на выходе из активной зоны, МПа	16,4
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	85000
Уровень в компенсаторе давления, м	8,17
Давление пара в парогенераторе, МПа	7,12

Хронологическая последовательность срабатывания систем в режиме с течью Ду 25 мм приведена в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Хронологическая последовательность срабатывания систем в режиме с течью Ду 25 мм

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
0,0	Течь эквивалентным диаметром Ду 25 мм из «холодной» нитки петли 4	Исходное событие
143	Формирование первого сигнала на срабатывание АЗ (сигнал пропускается)	По совпадению сигналов: - давление на выходе из реактора менее 15,1 МПа; - мощность реактора более 75 % N _{НОМ}

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
230,1	Потеря электропитания собственных нужд: <ul style="list-style-type: none"> – отключение всех ГЦНА и их механический выбег; – прекращение подачи питательной воды в ПГ от системы основной и вспомогательной питательной воды; – запрет на включение БРУ-К; – отключение ТЭН КД 	Консервативно принято, что потеря электропитания собственных нужд станции (допущение) происходит за 1,9 с до момента начала движения органов СУЗ по сигналу на отключение реактора, полученного при предварительном анализе режима в предположении отсутствия обесточивания (по факту уменьшения уровня теплоносителя в КД менее 4 м при температуре теплоносителя в «горячих» нитках петель более 150 °С)
230,7	Закрытие стопорных клапанов турбогенератора	В результате потери электропитания собственных нужд
232,0	Начало движения органов регулирования	Действие аварийной защиты
232,0	Запуск и подключение дизель-генераторов и их нагружение по программе ступенчатого пуска. Сигнал на запуск СПОТ в петлях с отказавшим ДГ	По факту потери электропитания
235	Открытие БРУ-А	По факту увеличения давления до уставки открытия БРУ-А 7,7 МПа
236	Сигнал на подключение САР ПГ в режим поддержания давления (Канал САР ПГ 1,2 не работает в результате отказа ДГ)	По факту увеличения давления в ПГ до значения 8,0 МПа
260	Вскипание теплоносителя в СКР под крышкой реактора	Снижение давления первого контура
262	Начало работы СПОТ ПГ 1,4	Задержка 30 с после незапуска ДГ

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
290	Закрытие БРУ-А	По факту снижения давления до уставки закрытия БРУ-А 6,95 МПа
315	Конец выбега ГЦНА	По факту потери электропитания
356	Выход САР ПГ 3, 4 на полную мощность в режиме поддержания давления	–
480	Подключение насосов САПР. Переход САР ПГ 3, 4 в режим расхолаживания со скоростью 60 °С/ч. Перевод регуляторов СПОТ ПГ 1, 2 в полностью открытое состояние	Уменьшение запаса до кипения (разность между температурой насыщения и температурой в любой из «горячих» ниток ГЦТ) менее 8 °С
980	Опорожнение КД	Истечение теплоносителя в разрыв
1100	Начало подачи борного раствора от комбинированного насоса эжектора	Снижение давления первого контура до 7,9 МПа
1350	Минимальный уровень в СКР 3,8 м	–
1450	Закрытие БЗОК ПГ 1	Снижение уровня в ПГ 1 на 900 мм относительно начального
1800	Начало работы спринклерных насосов	Давление в защитной оболочке 0,03 МПа, задержка 90 с
1900-2900 4700-4900 7100-7200	Работа ГЕ САОЗ	Снижение давления первого контура менее 5,89 МПа
1920	Закрытие БЗОК ПГ 2	Снижение уровня в ПГ 2 на 900 мм ниже начального
4900	Заполнение СКР	–

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
7700	Заполнение КД	–
7800	Стабилизация расходов в течь и подпитки от САОЗ (40 кг/с)	–
14000	Исчерпание запаса воды в бассейне выдержки	Осуществляется автоматическое переключение насосов САПР и спринклерных насосов на работу из приемка 3О
20000	Окончание анализа	–

В результате частичного разрыва «холодной» нитки главного циркуляционного трубопровода эквивалентным диаметром 25 мм начинается истечение теплоносителя из первого контура и выброс массы теплоносителя в защитную оболочку реактора. Максимальный расход течи в начальный момент аварийного процесса составляет ≈ 67 кг/с.

Вследствие истечения теплоносителя в разрыв снижается уровень в компенсаторе давления, соответственно снижается давление теплоносителя в первом контуре до уставки срабатывания АЗ.

Первым сигналом на срабатывание АЗ в данном режиме является сигнал по снижению давления в первом контуре до 15,1 МПа при мощности реактора более 75 % N ном на 143 с процесса. Согласно принятым допущениям, срабатывание АЗ по первому сигналу в анализе консервативно не учитывается.

Вторым сигналом на срабатывание АЗ в данном режиме является сигнал по снижению уровня теплоносителя в КД до 4 м при температуре теплоносителя в «горячих» нитках петель более 150 °С на 230,5 с аварийного процесса.

С задержкой 1,5 с начинается падение в активную зону всех групп ПС СУЗ, за исключением наиболее эффективного стержня, застрявшего в верхнем положении.

Принято, что за 1,9 с до момента начала движения органов СУЗ происходит потеря электропитания собственных нужд, в результате чего происходит:

- отключение ГЦНА и их механический выбег;
- отключение основной питательной воды в ПГ;

- закрытие СК ТГ;
- отключение системы компенсации давления первого контура;
- отключение БРУ-К.

По сигналу обесточивания секций собственных нужд запускаются дизель-генераторы с последующим ступенчатым нагружением. Вследствие незапуска одного ДГ с задержкой 30 с вступают в работу СПОТ в петлях 1 и 2.

После срабатывания АЗ мощность реактора снижается до уровня остаточных тепловыделений. Во втором контуре после отключения турбины быстро растет давление в главном паровом коллекторе и парогенераторах, что приводит к срабатыванию БРУ-А. После сброса излишков пара они закрываются. По фактору увеличения давления в ПГ до значения 8,0 МПа формируется сигнал на подключение рабочего САР в ПГ 3 и 4, через 120 с САР выходит на полную мощность.

Вследствие прохождения сигнала «снижение запаса до кипения в «горячих» нитках ГЦТ менее 8 °С» формируется сигнал на подключение активной части САОЗ. По этому же сигналу САР на паропроводах ПГ 3 и 4 переходит в режим расхолаживания со скоростью 60 °С/ч.

В результате продолжающегося истечения теплоносителя первого контура в разрыв вскипает теплоноситель в сборной камере реактора в районе выходных патрубков, к 980 с переходного процесса опорожняется компенсатор давления. На 1100 с начинается подача борного раствора в первый контур от комбинированного насоса.

На 1710 с аварийного процесса давление в контайнменте достигает значения 0,03 МПа, и с этого момента осуществляется запуск спринклерных насосов, которые через 90 с начинают подавать воду в защитную оболочку реактора.

На 1900 с процесса при снижении давления в первом контуре менее 5,89 МПа срабатывают емкости САОЗ. Подача от комбинированного насоса САПР и емкостей САОЗ прекращает кипение теплоносителя в первом контуре и обеспечивает заполнение СКР к 4900 с процесса.

Подача борного раствора от САОЗ также обеспечивает заполнение КД к 7700 с аварийного процесса.

Во втором контуре при снижении уровня в ПГ на 900 мм от начального значения и температуре теплоносителя первого контура в петле более 150 °С закрываются БЗОК на ПГ 1 (1450 с) и на ПГ 2 (1920 с).

С 6000 с переходного процесса процесс истечения приобретает установившийся характер, давление теплоносителя в первом контуре поддерживается на уровне 5,3 МПа, расход в течь равен расходу подпитки от САОЗ и составляет 40 кг/с.

На 12400,0 с процесса при незначительном снижении давления теплоносителя в первом контуре менее 4,9 МПа повторно срабатывают ГЕ САОЗ, а при снижении давления менее 2,5 МПа – насосы САПР низкого давления. Подача борного раствора от САОЗ обеспечивает заполнение КД.

Предельной малой течью (по классификации) является течь Ду 100 мм.

Хронологическая последовательность срабатывания систем в режиме с течью Ду 100 мм приведена в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Хронологическая последовательность срабатывания систем в режиме с течью Ду 100 мм

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
0,0	Течь эквивалентным диаметром Ду 100 мм из «холодной» нитки петли 4	Исходное событие
6,2	Формирование первого сигнала на срабатывание АЗ (сигнал пропускается)	По совпадению сигналов: – давление на выходе из реактора менее 15,1 МПа; – мощность реактора более 75 % $N_{ном}$
12,6	Потеря электропитания собственных нужд: – отключение всех ГЦНА и их механический выбег; – прекращение подачи питательной воды в ПГ от системы основной и вспомогательной питательной воды; – запрет на включение БРУ-К; – отключение ТЭН КД	Консервативно принято, что потеря электропитания собственных нужд станции (допущение) происходит за 1,9 с до момента начала движения органов СУЗ по второму сигналу на отключение реактора, полученного при предварительном анализе режима в предположении отсутствия обесточивания (по факту уменьшения разности между температурой насыщения и темпера-

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
		турой в любой из «горячих» ниток ГЦТ менее 8 °С)
13,0	Формирование второго сигнала на срабатывание АЗ. Подключение систем безопасности: – подключение САПР; – подключение САР ПГ в режим расхолаживания со скоростью 60 °С /ч; – перевод регуляторов СПОТ в полностью открытое состояние	Уменьшение запаса до кипения (разность между температурой насыщения и температурой в любой из «горячих» ниток ГЦТ) менее 8 °С
13,2	Закрытие стопорных клапанов турбогенератора	По факту потери электропитания
14,5	Начало движения органов регулирования СУЗ.	Действие аварийной защиты
	Запуск и подключение дизель-генераторов и их нагружение по программе ступенчатого пуска. По незапуску ДГ сигнал на подключение СПОТ в соответствующих петлях	По факту потери электропитания
16,0	Открытие БРУ-А	По факту увеличения давления в ПГ до уставки открытия БРУ-А 7,7 МПа
20,0	Появление уровня в СКР	Вскипание теплоносителя в СКР под крышкой реактора
23,0-40,0	Работа первого ИПУ ПГ	По факту увеличения давления в ПГ до уставки открытия первого ИПУ ПГ 8,7 МПа
44,5	Начало работы СПОТ ПГ 1, 2	Через 30 с после незапуска ДГ
57,0	Закрытие БРУ-А	По факту снижения давления в ПГ до уставки закрытия БРУ-А 6,95 МПа

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
90,0	Начало подачи борного раствора от комбинированного насоса	Снижение давления первого контура до 7,9 МПа
90,0	Кипение теплоносителя в СКР в районе выходных патрубков	Снижение давления первого контура
97,0	Конец выбега ГЦНА	По факту потери электропитания
110	Опорожнение КД	Истечение теплоносителя в разрыв
110	Начало работы спринклерных насосов	Давление в защитной оболочке 0,03 МПа, задержка 90 с
113	Начало работы САР ПГ 3, 4	Через 100 с после формирования сигнала на запуск САР
133	Выход САР ПГ 3, 4 на полную мощность	–
134,5	Выход СПОТ ПГ 1, 2 на полную мощность	–
140	Появление уровня в НКР	Начало кипения теплоносителя в НКР
280-310 440-580	Опорожнение СКР	–
470-800 2450 4000-4060 7300-7400	Периоды работы ГЕ САОЗ	Давление в первом контуре менее 5,89 МПа
600	Начало подачи борного раствора от насоса низкого давления	Давление в первом контуре менее 2,5 МПа
750-3800	Подача борного раствора от СПЗАЗ	Давление в первом контуре менее 1,5 МПа
2500	Прекращение кипения в НКР.	Превышение расхода подпитки над расходом в течь

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
	Заполнение НКР	
3200	Исчерпание запаса воды в бассейне выдержки	Осуществляется автоматическое переключение насосов САПР на работу из приемка защитной оболочки
3500	Заполнение СКР	Прекращение кипения в СКР под крышкой реактора
4700	Закрытие БЗОК ПГ 4	Снижение уровня в ПГ 4 на 900 мм ниже начального
7250-7500	Заполнение КД	–
7400	Закрытие БЗОК ПГ 3	Снижение уровня в ПГ 3 на 900 мм ниже начального
10000	Окончание анализа	–

В результате частичного разрыва «холодной» нитки главного циркуляционного трубопровода эквивалентным диаметром 100 мм начинается истечение теплоносителя из первого контура и выброс массы теплоносителя в защитную оболочку реактора. Максимальный расход течи в начальный момент аварии равен 1050 кг/с.

Вследствие истечения теплоносителя в разрыв снижается уровень в компенсаторе давления, соответственно снижается давление теплоносителя в первом контуре.

Первым сигналом на срабатывание АЗ в данном режиме является сигнал по снижению давления в первом контуре до 15,1 МПа при мощности реактора более 75% N ном на 6,4 с процесса. Согласно принятым допущениям, срабатывание АЗ по первому сигналу в анализе не учитывается. Вторым сигналом на срабатывание АЗ в данном режиме является сигнал по снижению запаса до кипения в «горячих» нитках ГЦТ до 8 °С на 13,0 с переходного процесса. С задержкой 1,5 с начинается падение в активную зону всех групп ПС СУЗ, за исключением наиболее эффективного стержня, застрявшего в верхнем положении.

По снижению запаса до кипения в «горячих» нитках ГЦТ формируется сигнал на включение систем безопасности: насосов САПР и САР ПГ.

Принято, что за 1,9 с до момента начала движения органов СУЗ происходит потеря электропитания собственных нужд, в результате чего происходит:

- отключение ГЦНА и их механический выбег;
- отключение основной питательной воды в ПГ;
- закрытие СК ТГ;
- отключение системы компенсации давления первого контура;
- отключение БРУ-К.

По сигналу обесточивания секций собственных нужд запускаются дизель-генераторы с последующим ступенчатым нагружением.

Вследствие незапуска одного ДГ через 30 с вступают в работу СПОТ на петлях 1, 2 и через 90 с выходят на полную мощность.

Через 100 с с момента формирования сигнала за запуск САР ПГ на 113,0 с аварийного процесса САР в ПГ 3, 4 начинают работать и через 20 с выходят на полную мощность.

После срабатывания АЗ мощность реактора снижается до уровня остаточных тепловыделений. Во втором контуре после отключения турбины быстро растет давление в главном паровом коллекторе и парогенераторах, что приводит к срабатыванию БРУ-А и первого ИПУ ПГ. После сброса излишков пара они закрываются.

На 20,0 с аварийного процесса давление в контайнменте достигает значения 0,03 МПа, с этого момента после открытия арматуры на линиях впрыска в течение 90 с осуществляется подача воды в защитную оболочку реактора спринклерными насосами.

В результате продолжающегося истечения теплоносителя первого контура в разрыв к 110 с переходного процесса опорожняется компенсатор давления и вскипает теплоноситель в сборной камере реактора в районе выходных патрубков.

На 190 с начинается подача борного раствора в первый контур от комбинированного насоса САПР, однако расхода подпитки от насоса САПР недостаточно для компенсации течи, давление теплоносителя в первом контуре продолжает снижаться. При снижении давления менее 5,89 МПа емкости САОЗ вступают в работу (470 с).

На 280 с аварийного процесса опорожняется СКР, в разрыв начинает истекать пар.

При снижении давления теплоносителя в первом контуре до значения 2,5 МПа начинается подача борного раствора от насоса низкого давления (600 с).

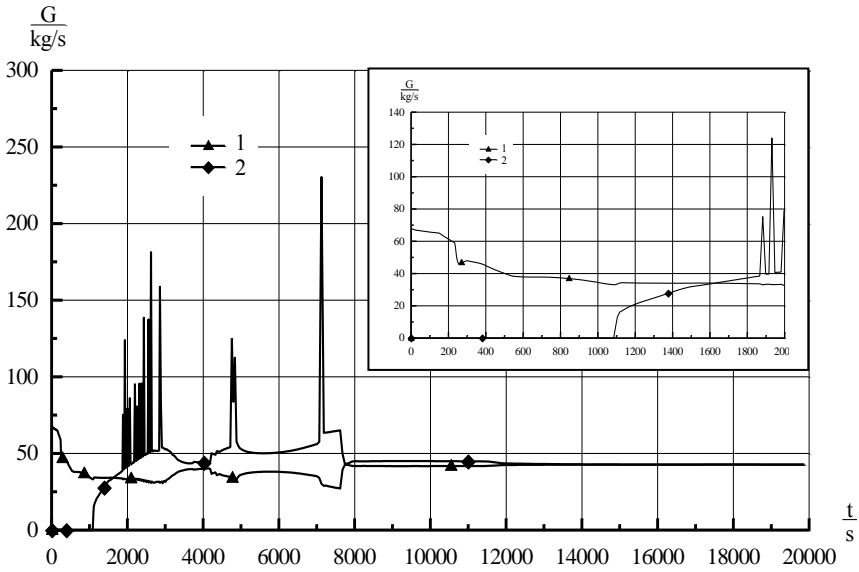
Подача борного раствора от насосов и емкостей САОЗ приводит к заполнению камер реактора и изменению условий истечения теплоносителя первого контура в контайнмент, что вызывает изменение давления в нем.

При снижении давления менее 1,5 МПа в работу подключаются емкости СПЗА3 (750 – 3800 с).

Во втором контуре при снижении уровня в ПГ на 900 мм от начального значения и температуре теплоносителя первого контура в петле более 150 °С закрываются БЗОК на ПГ 4 (4700 с), БЗОК на ПГ 3 (7400 с).

После 4500 с переходного процесса реактор полностью заполнен водой, давление теплоносителя в первом контуре устанавливается около 1,36 МПа, расход в течь равен расходу подпитки и составляет 260 кг/с.

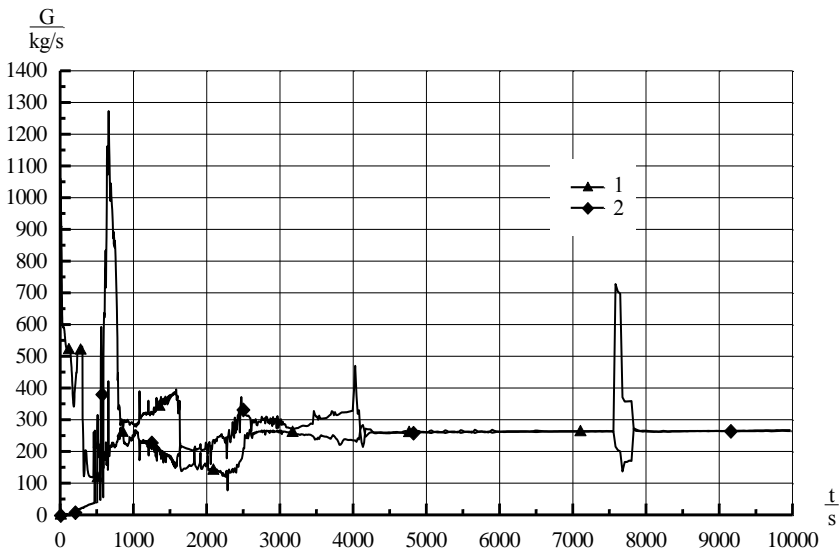
На рисунках 3.24–3.31 приведены результаты оценок режима «Малая течь первого контура» для течей эквивалентным диаметром Ду 25 мм и Ду 100 мм:



1 – расход теплоносителя в течь;

2 – суммарный расход подпитки первого контура от САОЗ

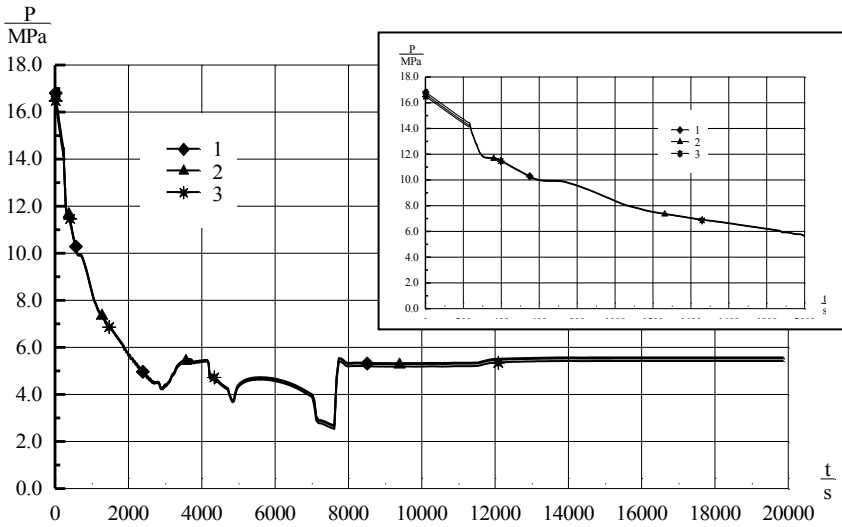
Рисунок 3.24 а – Расход теплоносителя в течь (течь Dy 25)



1 – расход теплоносителя в течь;

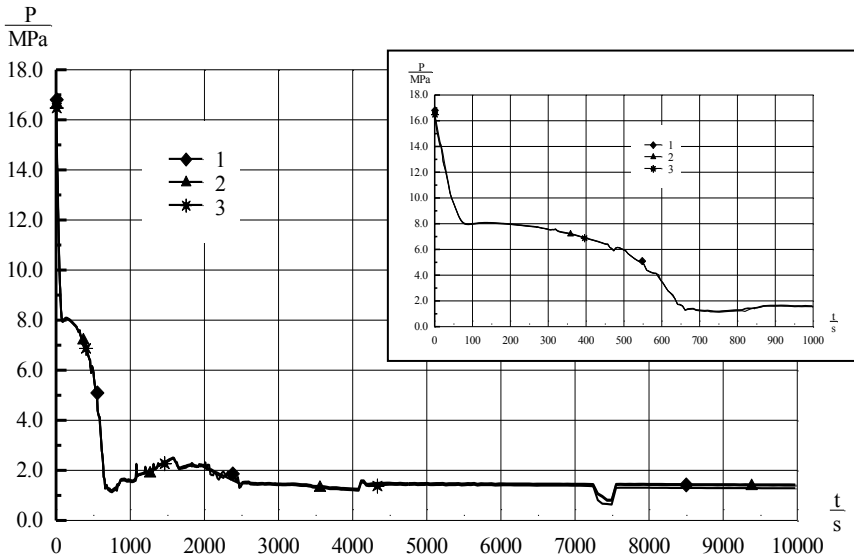
2 – суммарный расход подпитки первого контура от САОЗ

Рисунок 3.24 б – Расход теплоносителя в течь (течь Dy 100)



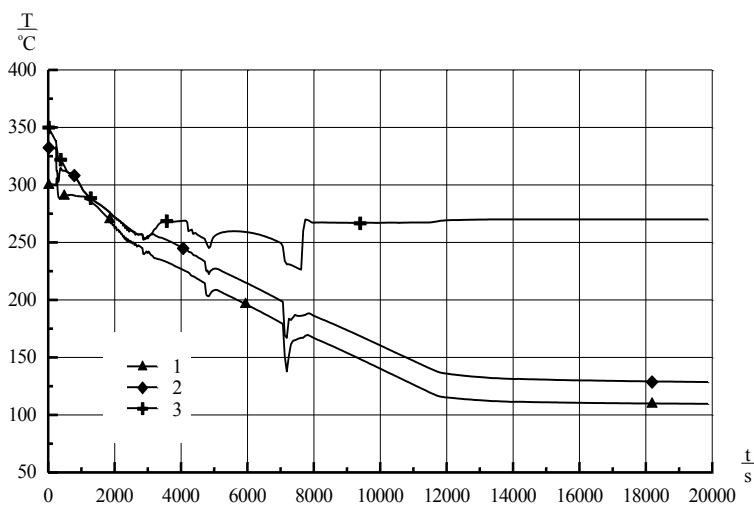
- 1 – давление теплоносителя на входе в активную зону;
- 2 – давление теплоносителя на выходе из активной зоны;
- 3 – давление теплоносителя в КД

Рисунок 3.25 а – Давление теплоносителя (течь Ду 25) (абс)



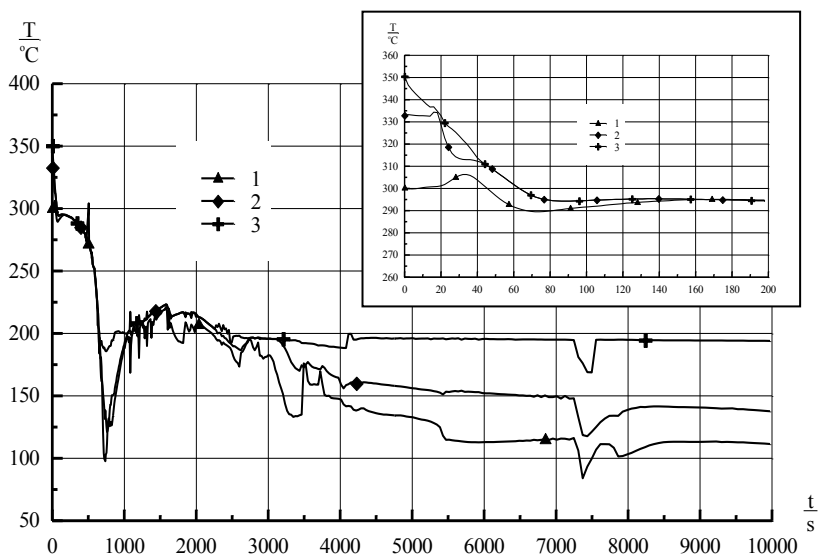
- 1 – давление теплоносителя на входе в активную зону;
- 2 – давление теплоносителя на выходе из активной зоны;
- 3 – давление теплоносителя в КД

Рисунок 3.25 б – Давление теплоносителя (течь Ду 100) (абс)



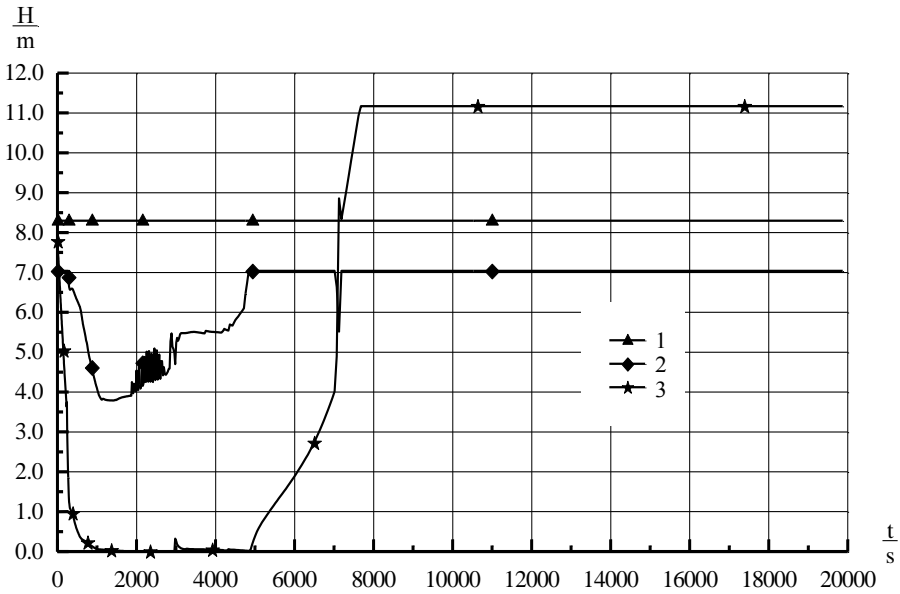
- 1 – температура теплоносителя на входе в активную зону;
- 2 – температура теплоносителя на выходе из активной зоны;
- 3 – температура насыщения в СКР

Рисунок 3.27 а – Температура теплоносителя (течь Dy 25)

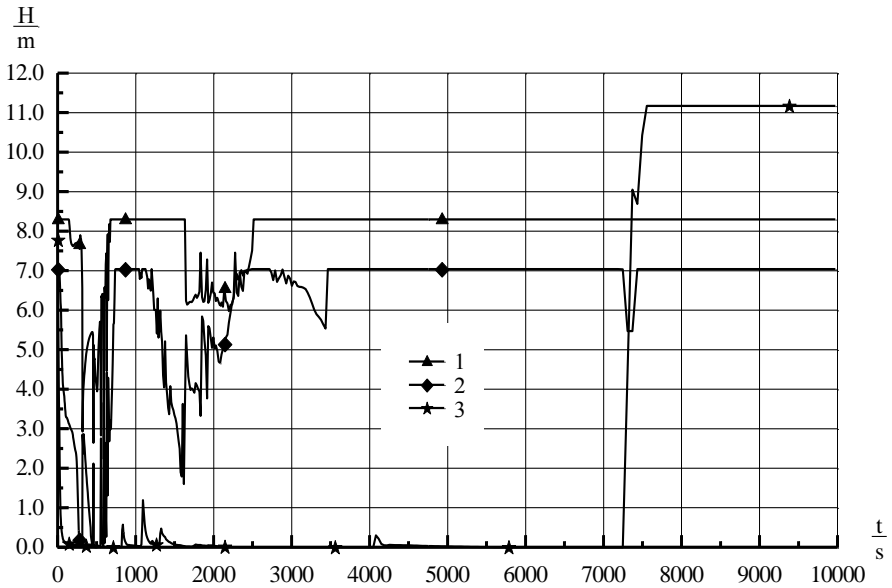


- 1 – температура теплоносителя на входе в активную зону;
- 2 – температура теплоносителя на выходе из активной зоны;
- 3 – температура насыщения в СКР

Рисунок 3.27 б – Температура теплоносителя (течь Dy 100).



1 – уровень в НКР; 2 – уровень в СКР; 3 – уровень в КД
Рисунок 3.28 а – Уровень теплоносителя (течь Ду 25)



1 – уровень в НКР; 2 – уровень в СКР; 3 – уровень в КД
Рисунок 3.28 б – Уровень теплоносителя (течь Ду 100)

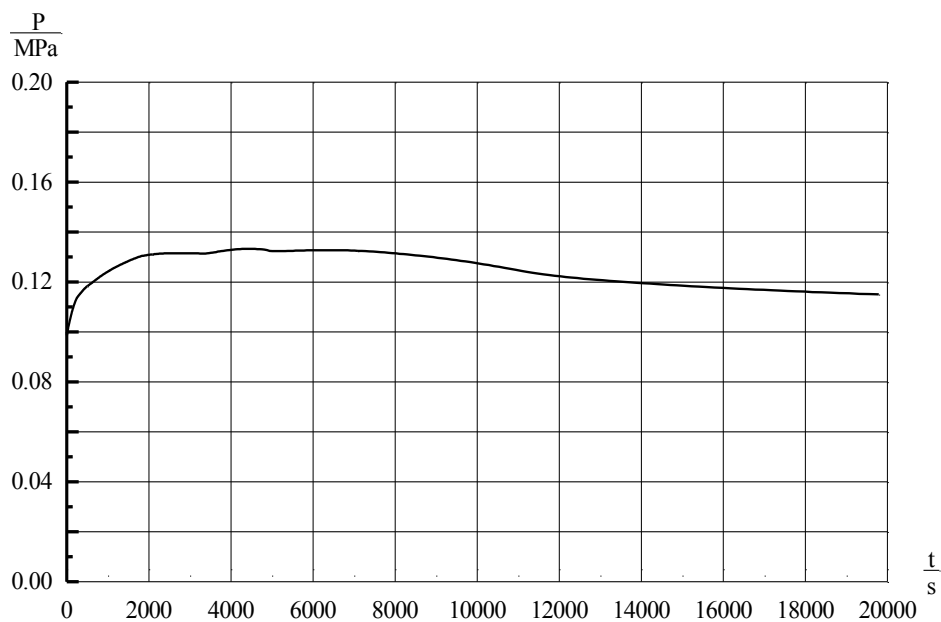


Рисунок 3.29 а – Давление в контейнменте (течь Ду 25) (абс)

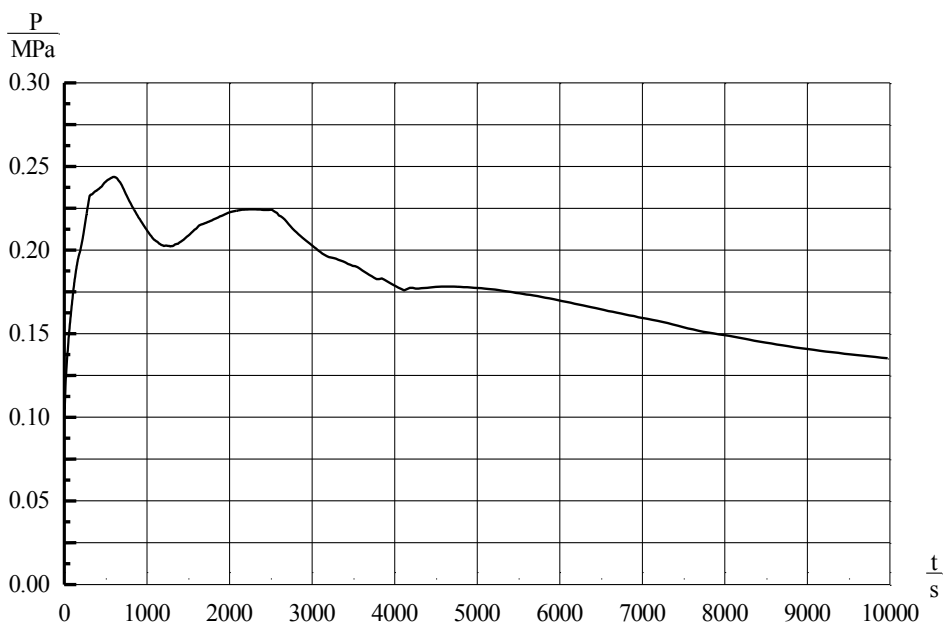


Рисунок 3.29 б – Давление в контейнменте (течь Ду 100) (абс)

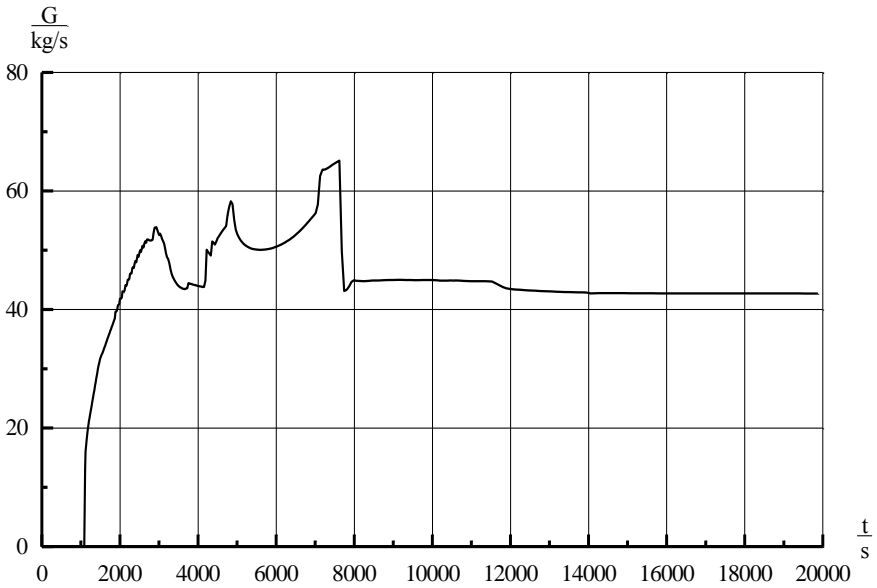


Рисунок 3.30 а – Расход от комбинированного насоса (течь Ду 25)

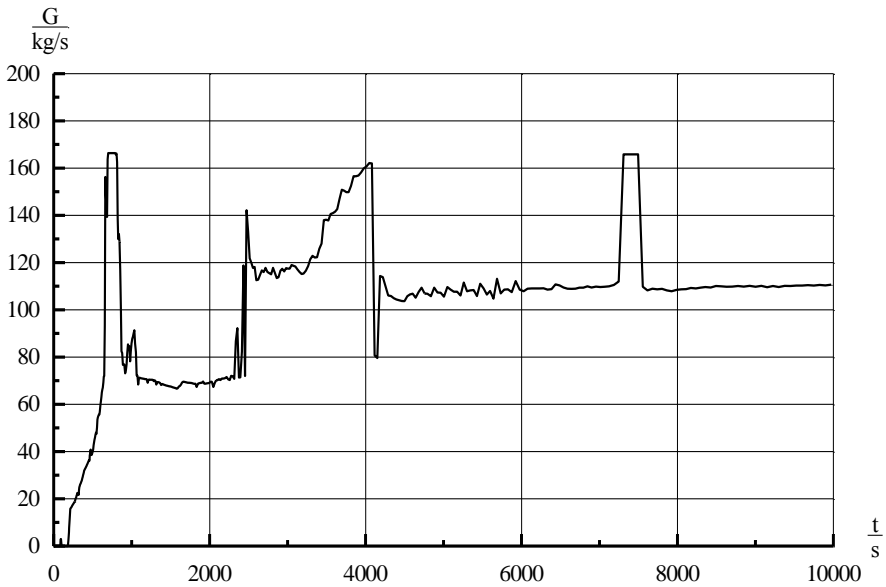


Рисунок 3.30 б – Расход от комбинированного насоса (течь Ду 100)

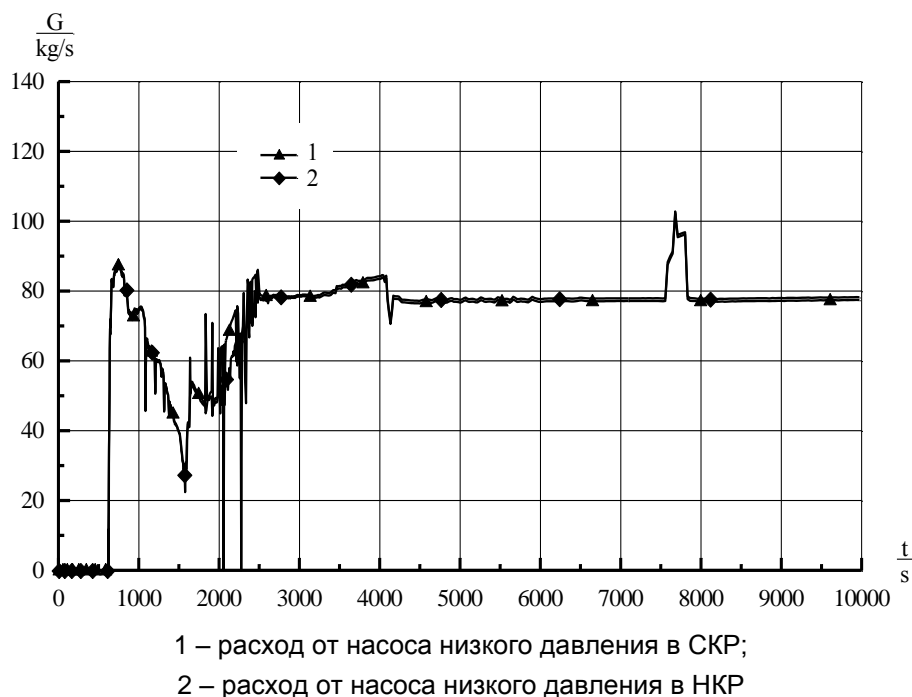


Рисунок 3.31 – Расход от насоса низкого давления (течь Ду 100)

Авария с течью эквивалентным диаметром 50 мм при тех же исходных условиях имеет максимальный расход течи в начальный момент аварии ≈ 270 кг/с. С 6600,0 с переходного процесса процесс истечения приобретает установившийся характер, давление теплоносителя в первом контуре стабилизируется на уровне 2,38 МПа, расходы в течь и подпитки от САОЗ устанавливаются ≈ 100 кг/с.

Авария с течью эквивалентным диаметром 80 мм при тех же исходных условиях имеет максимальный расход течи в начальный момент аварии ≈ 680 кг/с. С 5000,0 с переходного процесса наступает стабилизация процесса истечения, реактор полностью заполнен водой, давление теплоносителя в первом контуре устанавливается около 1,7 МПа, расход в течь равен расходу подпитки и составляет 200 кг/с.

Анализ результатов оценок показал, что при принятых начальных и граничных условиях обеспечивается выполнение приемочных критериев, характеризующих безопасность реакторной установки в рассмотренных режимах. Например:

- отсутствует кризис теплоотдачи (минимальный коэффициент запаса до кризиса теплоотдачи на начальной стадии переходного процесса наблюдается в течи Ду 100 мм и составляет 1,01);
- температура оболочки наиболее теплонапряженного твэла не превышает 1200 °С (максимальная температура оболочки наиболее напряженного твэла наблюдается для Ду 80 мм и составляет 446 °С).

Но опасность малых течей нельзя недооценивать. И связано это в первую очередь с тем, что при таких размерах течей энергия, выносимая с истекающим теплоносителем первого контура меньше энергии остаточных тепловыделений. И полное отсутствие теплоотвода со стороны второго контура (даже при работающих насосах САПР) приведет при таких течах к превышению температуры оболочки твэла более 1200 °С.

3.4.4 Большие течи теплоносителя первого контура

К большим течам теплоносителя относятся разрывы трубопровода первого контура эквивалентным диаметром более 100 мм, включая разрыв главного циркуляционного трубопровода.

Рассматриваемые исходные события являются проектными режимами категории 4 и относятся к группе исходных событий, приводящих к уменьшению количества теплоносителя первого контура. В международном лексиконе они обозначаются как LOCA.

Проектным режимам категории 4 соответствуют такие состояния атомной станции, вероятность возникновения которых в течение срока службы АС от 10^{-4} до 10^{-6} 1/(реактор*год), но которые постулируются, поскольку они, в числе прочих последствий, влекут за собой выброс большого количества радиоактивных материалов. Проектные режимы категории 4 наиболее тяжелые из всех проектных режимов, против которых проект должен предусматривать защитные меры. В этих состояниях возможна разгерметизация только части топливных стержней (не более 10 % от общего количества твэлов).

Результат оценки частоты повреждений активной зоны (ПАЗ):

Описание ИС	Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад, %
Большая течь первого контура	2,09E-05	5,76E-09	2,2

Аварии большой течи могут быть идентифицированы по следующим признакам:

- резкое снижение давления теплоносителя в первом контуре;
- снижение уровня в компенсаторе давления и его осушение;
- повышение давления в защитной оболочке.

Аварийное охлаждение активной зоны обеспечивается:

- пассивной частью системы, к которой относится система гидроемкостей САОЗ;
- активной частью системы, к которой относится система аварийного и планового расхолаживания первого контура;
- системой пассивного залива активной зоны СПАЗ;
- системой пассивного отвода тепла;
- системой аварийного расхолаживания парогенераторов.

Подробное описание вышеуказанных систем безопасности выполнено в соответствующих разделах книги [15].

3.4.4.1 Описание последовательности событий и работы систем при ИС «Большая течь первого контура» при обосновании безопасности РУ.

Из всего спектра аварий с разрывами трубопроводов первого контура, наибольшему и длительному тепловому воздействию твэлы активной зоны подвергаются при разрыве главного циркуляционного трубопровода (Dy 850 мм) на входе в реактор. При других исходных событиях (разрывы трубопроводов меньших диаметров или на выходе из реактора) в авариях с потерей теплоносителя первого контура это воздействие существенно меньше. Поэтому при проведении данного анализа авария с разрывом ГЦТ Dy 850 мм на входе в реактор выбрана в качестве определяющей.

При выполнении оценок (консервативно):

- учитывалось обесточивание АС одновременно с исходным событием – разрывом ГЦТ, из-за наиболее неблагоприятных условий охлаждения твэлов активной зоны по сравнению с обесточиванием блока в момент закрытия СК ТГ;
- в качестве единичного отказа принимался отказ одного ДГ, который приводит к отказам одного комбинированного насоса САПР, одного ННД, одного канала САР ПГ, одного канала спринклерной системы;
- принимается, что борный раствор от второго насоса (комбинированного), подключенного к аварийной петле, уносится в течь;
- дополнительно к единичному отказу ДГ, приводящему к отказу одного канала активной части САОЗ, учтено отсутствие подачи от одной емкости САОЗ и от одного канала СПЗАЗ, подключенного к соединительному трубопроводу этой емкости САОЗ;

- срабатывание аварийной защиты происходит по второму сигналу по времени;
- при срабатывании АЗ предполагалось застревание в верхнем положении одного ПС СУЗ с максимальной эффективностью;
- принимались следующие основные параметры реакторной установки:

Наименование параметра	Значение
Тепловая мощность реактора, МВт	3328
Температура теплоносителя на входе в реактор, °С	300,2
Давление теплоносителя на выходе из активной зоны, МПа	16,4
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	85000
Давление пара в парогенераторе, МПа	7,12

Хронологическая последовательность срабатывания систем для аварии разрыва ГЦТ на входе в реактор приведена в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Хронологическая последовательность срабатывания систем для аварии разрыва ГЦТ на входе в реактор

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
0,0	Разрыв ГЦТ на входе в реактор. Обесточивание блока: – формируются сигналы на срабатывание АЗ, на запуск ДГ; – отключаются ГЦНА, системы основной и вспомогательной питательной воды второго контура и другие системы нормальной эксплуатации; – отказ на запуск одного ДГ	Исходное событие. Потеря электропитания собственных нужд АС (обесточивание блока) – принимается в качестве допущения. Принимается в качестве допущения
0,04	Начало формирования сигнала АЗ	Давление над активной зоной менее 15,1 МПа и мощность реактора более 75 % N _{НОМ}
0,05	Достигается уставка на подключение следующих систем: – насоса САПР;	Уменьшение запаса до кипения в любой из «горячих» ниток петель до 8 °С

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
	– САР ПГ 3, 4 в режим расхоложивания со скоростью 60 °С /ч. Перевод регуляторов СПОТ в полностью открытое состояние. Не запуск САР ПГ 1, 2	Из-за отказа на запуск ДГ
0,05	Начало формирования сигнала на запуск спринклерной системы, открытие арматуры на линиях впрыска воды под оболочку	Увеличение давления в защитной оболочке до значения 0,03 МПа
0,60	Закрытие СК ТГ	Обесточивания блока
1,54	Формирование сигнала на срабатывание АЗ (первый, достигаемый по времени сигнал, – пропускается)	Давление над активной зоной менее 15,1 МПа и мощность реактора более 75 % $N_{ном}$ (с учетом задержки на формирование сигнала – 1,0 с, и прохождения команды АЗ в аппаратуре 0,5 с)
1,90	Начало падения ПС СУЗ	По факту отключения трех из четырех работающих ГЦНА на уровне мощности реактора более 5 % $N_{ном}$ (с учетом задержки на формирование сигнала – 1,4 с, и прохождения команды АЗ в аппаратуре – 0,5 с)
7,0	Начало подачи борного раствора из емкостей САОЗ (ГЕ-1)	Снижение давления в реакторе до 5,89 МПа
16,0	Формирование условий на включение в работу СПЗАЗ	Снижение давления в первом контуре до 1,5 МПа
30,0	Подключение СПОТ ПГ 1, 2	С задержкой 30 с после обесточивания
40,0	Начало подачи борного раствора насосом САПР (ННД)	С учетом задержки 40 с с момента обесточивания блока (с учетом транспортного запаздывания и времени на разворот ДГ)
91,6	Начало впрыска воды под оболочку от спринклерной	Через 90 с после достижения уставки по увеличению давле-

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
	системы (забор воды из бассейна выдержки)	ния под оболочкой до значения 0,03 МПа (с учетом задержки на формирование сигнала – 1,0 с, и прохождения команды в аппаратуре 0,5 с)
101	Подключение САР ПГ3, 4	Через 100 с после уменьшение запаса до кипения в любой из «горячих» ниток петель до 8 °С
116	Начало подачи из СПЗА3 (ГЕ-2)	Через 100 с после снижения давления в первом контуре до значения 1,5 МПа
120	Выход СПОТ ПГ 1, 2 на полную мощность	По характеристике (через 90 с с момента подключения)
122	Выход САР ПГ 3, 4 на полную мощность	Через 120 с после формирования технологического сигнала (с учетом задержки 100 с после обесточивания блока и выхода на мощность в течение 20 с)
192	Окончание подачи борного раствора из емкостей САО3 (ГЕ-1)	Опорожнение емкостей
240	Снижение мощности САР ПГ до нулевого значения	Скорость расхолаживания второго контура выше 60 °С/ч (за счет теплоотвода к первому контуру и работы СПОТ)
1150	Переключение насосов САПР (ННД) и спринклерной системы на прямик	Использование запаса борного раствора в бассейне выдержки (600 м ³)
3600	Окончание анализа	Стабилизация параметров

С учетом принятых единичных и дополнительных отказов в работе остается следующее оборудование СБ:

- три емкости САО3 – с подачей борного раствора в камеры реактора (от двух ГЕ-1 – в НКР и от одной ГЕ-1 – в СКР);
- один ННД с подачей борного раствора в камеры реактора;
- один канал САР, подключенный к ПГ 3, ПГ 4;
- СПОТ ПГ 1, ПГ 2;
- СПЗА3 (с подачей борного раствора от двух каналов – в НКР, от одного канала – в СКР).

В результате разрыва ГЦТ происходит резкое снижение давления теплоносителя в реакторе до давления насыщения, соответствующего значению температуры воды в СКР. Снижение давления в НКР приводит к движению потока теплоносителя через активную зону в обратном направлении.

Первый сигнал на срабатывание АЗ начнет формироваться по достижению условий: «отключение трех из четырех работающих ГЦНА на уровне мощности реактора более 5 % $N_{ном}$ »; второй сигнал – «снижение давления над активной зоной менее 15,1 МПа при мощности реактора более 75 % $N_{ном}$ ». Однако, движение ПС СУЗ по сигналу снижения давления до 15,1 МПа с учетом задержки, равной 1,5 с (1,0 с – время формирования сигнала, 0,5 с – время прохождения сигнала в электрических цепях), должно начаться раньше, чем по сигналу обесточивания с учетом задержки на начало движения ПС СУЗ, равной 1,9 с. Таким образом, для этого сценария развития аварии вторым, достигаемым по времени сигналом на срабатывание АЗ, является сигнал «отключение трех из четырех работающих ГЦНА на уровне мощности реактора более 5 % $N_{ном}$ ».

В соответствии с принятым алгоритмом движение органов СУЗ начинается по более позднему сигналу, то есть на 1,9 с. Однако, снижение мощности реактора начинается раньше в связи с введением отрицательной реактивности из-за вскипания теплоносителя в активной зоне.

Снижение давления, срыв циркуляции теплоносителя в активной зоне приводят к ухудшению теплоотвода от нее. В результате возникает кризис теплообмена на поверхности оболочек твэлов и начинается рост их температуры. К 7,0 с температура оболочки наиболее теплонапряженного твэла в горячей точке достигает 1094 °С.

На начальной стадии аварии происходит почти полное осушение реактора и всего первого контура в целом. С момента начала работы емкостей САОЗ начинается повторное заполнение НКР, после включения в работу ННД, СПЗАЗ начинается заполнение СКР и активной зоны, что способствует расхолаживанию активной зоны.

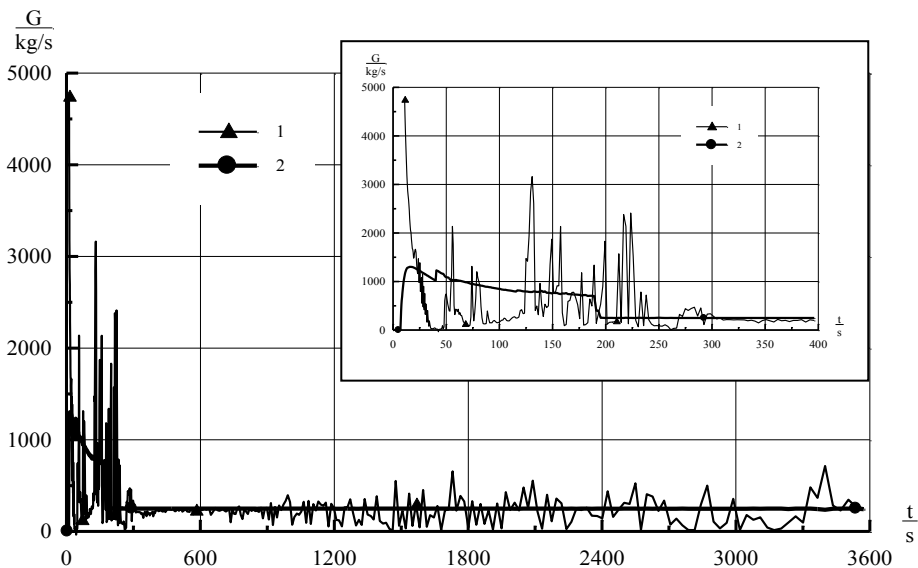
Во втором контуре ПГ после закрытия СК ТГ и прекращения подачи питательной воды в результате обесточивания блока начинается рост давления. Однако уставка на открытие БРУ-А не достигается. Уставка на срабатывание САР ПГ по снижению запаса до кипения в «горячих» нитках до 8 °С достигается на 0,05с аварийного процесса. Через 120 с канал САР ПГ 3, ПГ 4 выходит на полную мощность и работает в режиме расхолаживания со скоростью 60 °С/ч примерно

в течение 130 с. Далее мощность САР снижается до нулевого значения, поскольку скорость расхолаживания ПГ за счет теплоотвода к первому контуру и работы СПОТ становится выше $60\text{ }^{\circ}\text{C/ч}$.

На 30 с происходит включение СПОТ ПГ 1 и ПГ 2 по факту не запуска ДГ этого канала. Работа СПОТ в аварии разрыва ГЦТ увеличивает скорость расхолаживания второго контура.

Анализ результатов оценки показывает, что к моменту окончания расчета (3600 с) расход течи компенсируется подпиткой от одного ННД и трех каналов СПЗАЗ с суммарным расходом $\approx 248\text{ кг/с}$. Температура теплоносителя в активной зоне составляет $124\text{ }^{\circ}\text{C}$, давление $0,226\text{ МПа}$. Давление в ЗО устанавливаются на уровне около $0,16\text{ МПа}$. Расхолаживание РУ на длительной стадии будет определяться снижающимся уровнем остаточных энерговыделений в активной зоне и работой насосов САОЗ.

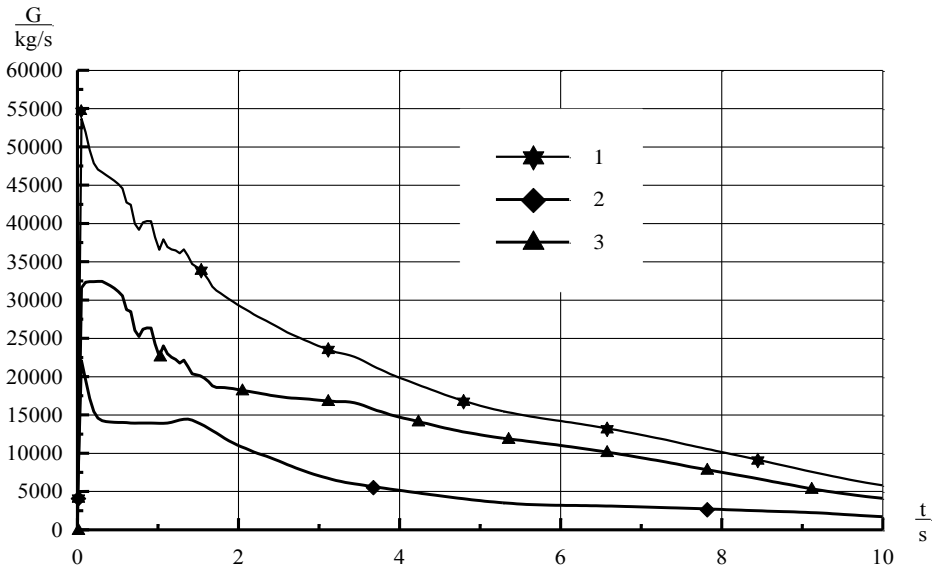
На рисунках 3.32–3.38 приведены результаты оценок режима «Большая течь первого контура» для течи эквивалентным диаметром $D_y 850\text{ мм}$ (разрыв ГЦТ на входе в реактор).



1 – суммарный расход теплоносителя из течи;

2 – суммарный расход из САОЗ и СПЗАЗ

Рисунок 3.32 – Расход теплоносителя в течь

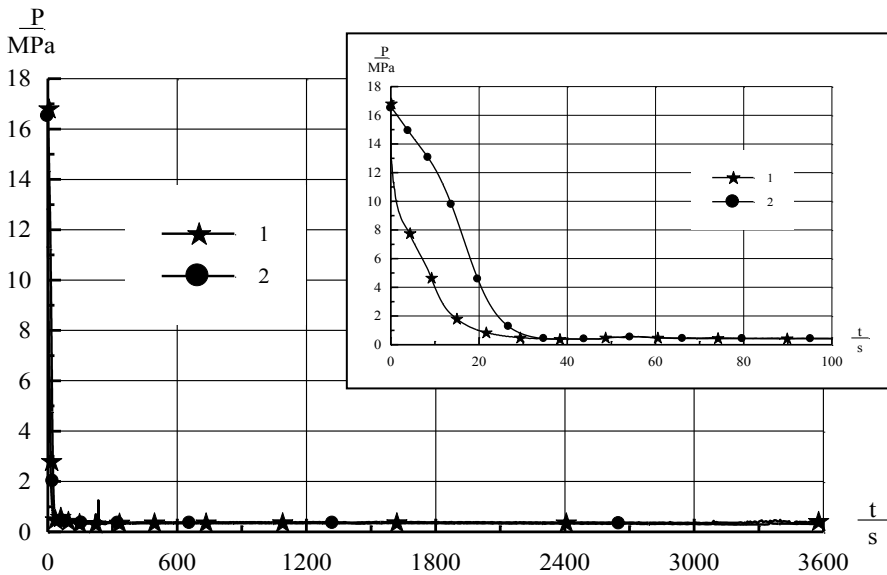


1 – суммарный расход теплоносителя из течи;

2 – расход в течь со стороны ГЦНА;

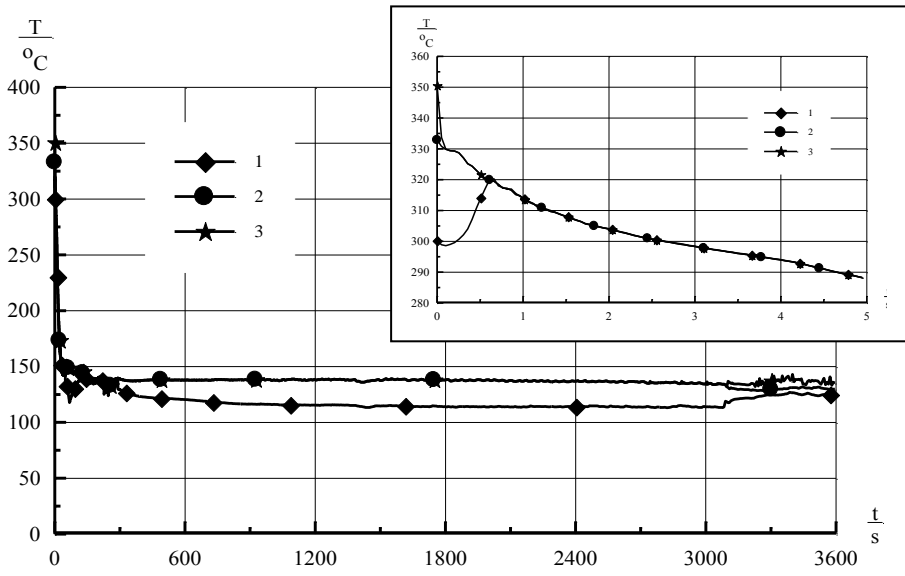
3 – расход в течь со стороны реактора

Рисунок 3.33 – Расход теплоносителя в течь



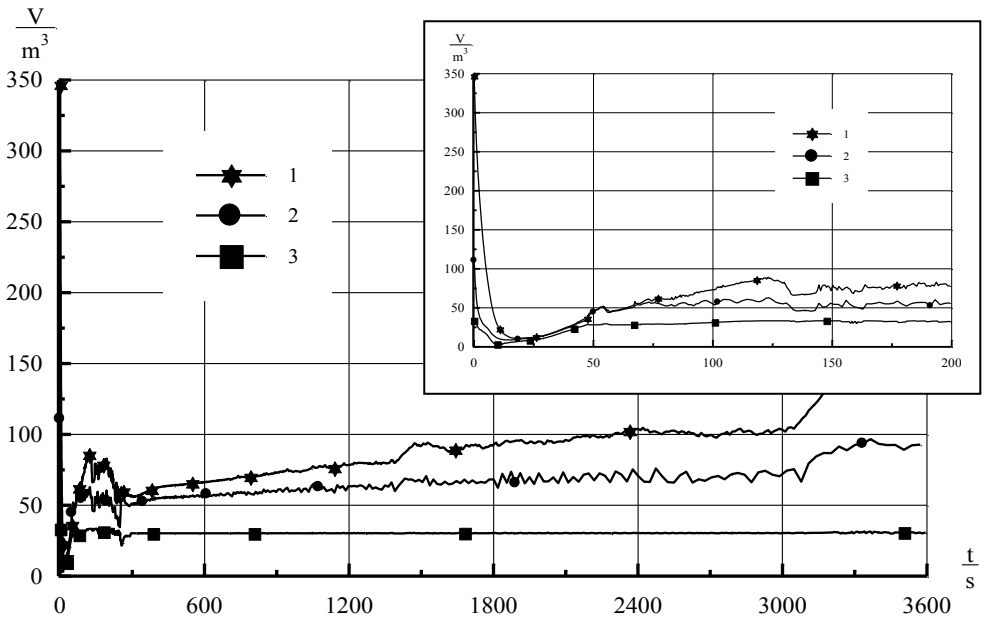
1 – на входе в активную зону; 2 – в КД

Рисунок 3.34 – Давление в первом контуре (абс)



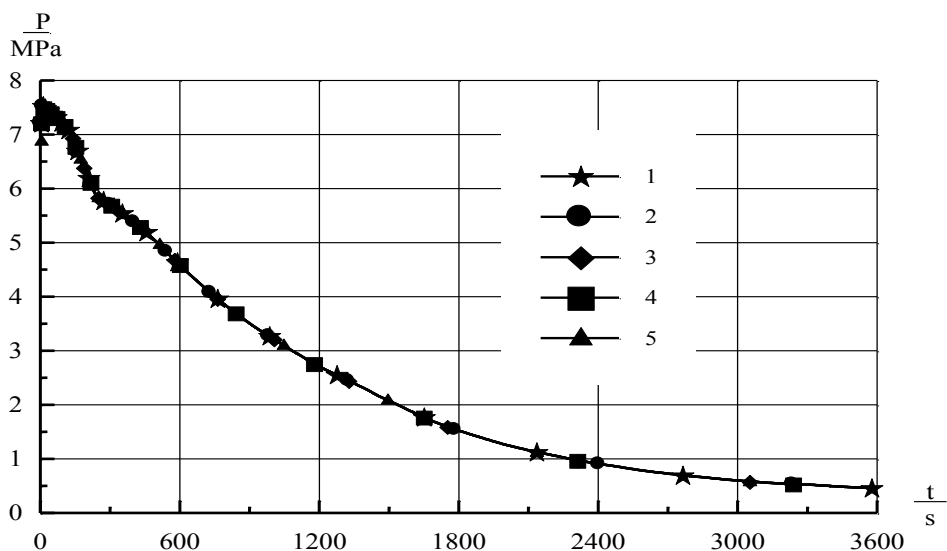
1 – на входе в активную зону; 2 – на выходе из активной зоны;
3 – на выходе из активной зоны (t_s)

Рисунок 3.35 – Температура теплоносителя



1 – объем воды в первом контуре; 2 – объем воды в реакторе;
3 – объем воды в НКР

Рисунок 3.36 – Объем воды в первом контуре



1 – 4 – давление в ПГ 1–4; 5 – давление в ГПК

Рисунок 3.37 – Давление в ПГ (абс)

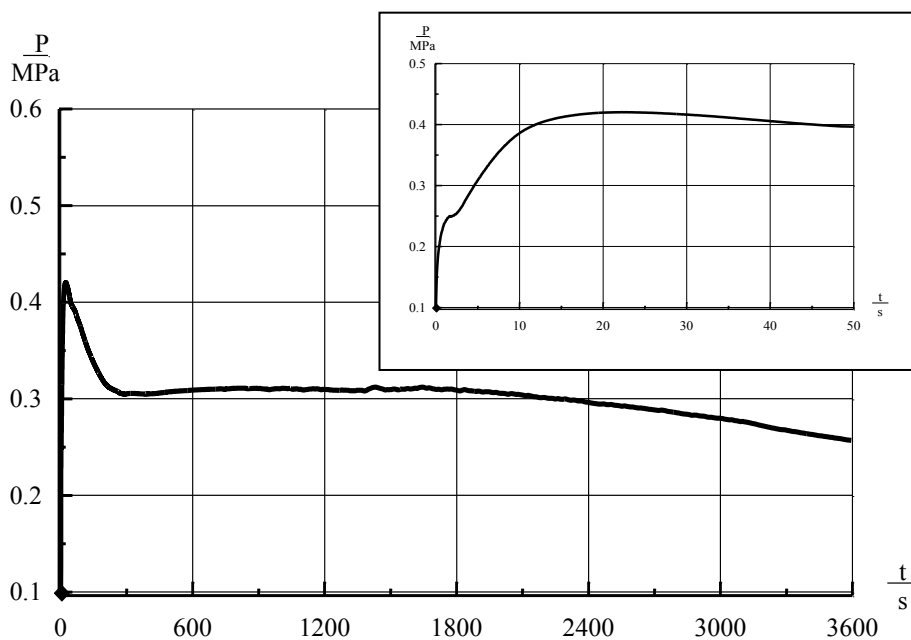


Рисунок 3.38 – Давление в защитной оболочке (абс)

Анализ результатов оценок показал, что при принятых начальных и граничных условиях обеспечивается выполнение приемочных критериев, характеризующих безопасность реакторной установки в рассмотренных режимах. Например:

- температура оболочки наиболее теплонапряженного твэла не превышает 1200 °С (максимальное значение температуры оболочки достигается в первые 10 с и составляет 1094 °С (для свежего топлива));
- количество разгерметизировавшихся тепловыделяющих элементов (твэлов и твэгов) меньше 10 % от общего количества твэлов и твэгов в активной зоне и составляет 9,65 %.

3.4.5 Течи теплоносителя из первого контура во второй

Течи теплоносителя из первого контура во второй могут происходить при разрыве трубки парогенератора или при отрыве крышки коллектора парогенератора.

3.4.5.1 Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим расхолаживанием со скоростью 60 °С/ч

В рамках обоснования безопасности исходное событие (ИС) «Разрыв теплообменной трубки парогенератора» отнесено к проектным режимам категории 3 и к группе исходных событий, приводящих к уменьшению количества теплоносителя первого контура.

Проектным режимам категории 3 соответствуют такие состояния атомной станции, которые могут возникать с частотой от 10^{-2} до 10^{-4} 1/(реактор·год). В этих состояниях возможна разгерметизация только ограниченной части топливных стержней (не более 1 % от общего количества твэлов).

Результат оценки частоты повреждений активной зоны (ПАЗ):

Описание ИС	Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад, %
Малая течь из первого контура во второй контур	2,00E-03	7,16E-09	2,8

Разрыв теплообменной трубки приводит к двухстороннему истечению теплоносителя первого контура в парогенератор 2*Du 13 мм и характеризуется:

- потерей теплоносителя первого контура;
- повышением активности пара в паропроводах, продувочной воде и в системе вакуумирования главных конденсаторов турбины.

Разрывы трубок парогенератора возможны по причине необнаруженных дефектов изготовления и монтажа оборудования в сочетании с коррозионным воздействием в процессе эксплуатации.

Снижение выброса радиоактивного выброса теплоносителя через паросбросные устройства аварийного ПГ достигается путем введения на начальной стадии аварии специального автоматического алгоритма управления аварией. Это позволяет начать автоматическое выполнение комплекса мероприятий по локализации выбросов, не дожидаясь истечения 30 мин, когда постулируется возможность соответствующих действий оперативного персонала.

Технологические действия в рамках автоматического алгоритма направлены на снижение и последующее поддержание давления в первом контуре РУ на уровне, позволяющем исключить открытие предохранительного клапана аварийного ПГ. Такими действиями являются впрыск в КД борного раствора насосами системы аварийного ввода бора и ускоренное расхолаживание РУ с использованием каналов САР, подключенных к работоспособным ПГ.

Автоматический алгоритм, по управлению аварией «Течь теплоносителя из первого контура во второй», реализован в программном обеспечении на базе TELEPERM XS и состоит из двух функций:

Функция CD11 – «Локализация ПГ при течи из первого контура во второй контур»

Функция CD12 – «Управление впрыском в КД при течи из первого контура во второй контур».

Подробное описание автоматической работы вышеуказанных функций выполнено в соответствующих разделах книги [15].

3.4.5.1.1 Описание последовательности событий и работы систем при ИС «Разрыв теплообменной трубки парогенератора...» при обосновании безопасности РУ

Для обоснования безопасности РУ и определения значения выбросов среды из аварийного парогенератора представлен анализ оценок аварии с разрывом трубки ПГ 2 для двух вариантов.

Вариант 1. Вариант анализируется с точки зрения надежности охлаждения активной зоны реактора. Не учитывается дозиметрический сигнал на срабатывание АЗ и запуск автоматического алгоритма по управлению аварией «Течь теплоносителя из первого контура во второй». В данном варианте предполагается потеря электропитания собственных нужд блока. В качестве единичного отказа принят отказ одного ДГ. Таким образом, в работе остаются: один канал системы аварийного расхолаживания парогенераторов (в анализе

приводится вариант с отказом канала САР ПГ подключенного к ПГ 3, 4), один канал системы аварийного и планового расхолаживания первого контура, два насоса системы аварийного ввода бора. Дополнительно принят отказ одной БРУ-А на паропроводе работоспособного ПГ.

Потеря электропитания собственных нужд блока происходит за 1,9 с до момента начала движения органов СУЗ по сигналу на отключение реактора системой АЗ, что приводит к более консервативным результатам с точки зрения температурного режима активной зоны.

В результате принятого отказа одного ДГ, по факту не запуска ДГ срабатывают соответствующие каналы СПОТ с задержкой 30,0 с с момента обесточивания.

Вариант 2. Вариант анализируется для определения величины выбросов радиоактивной среды из аварийного парогенератора. Не учитывается дозиметрический сигнал на срабатывание АЗ и запуск автоматического алгоритма по управлению аварией «Течь теплоносителя из первого контура во второй». В качестве единичного отказа принят отказ одной БРУ-А на паропроводе работоспособного ПГ. В данном варианте не предполагается потеря электропитания собственных нужд блока, поскольку это приводит к более длительной работе БРУ-А.

Дополнительные условия для обоих вариантов:

- 1) уставки на запуск автоматического алгоритма не формируются, алгоритм запускается оператором через 30 мин с момента начала аварии;
- 2) не учитывается работа следующих систем нормальной эксплуатации:
 - РОМ, ПЗ1, ПЗ2, УПЗ;
 - БРУ-К;
 - ВПЭН;
 - системы подпитки-продувки;
 - ТЭН КД;
- 3) при проведении оценки принято, что АРМ работает в режиме поддержания нейтронной мощности с момента исходного события вплоть до срабатывания аварийной защиты реактора;
- 4) эффективность АЗ принимается в предположении, что наиболее эффективный ПС СУЗ остается в верхнем положении;
- 5) основные параметры реакторной установки:

Наименование параметра	Значение
Тепловая мощность реактора, МВт	3328
Температура теплоносителя на входе в реактор, °С	300,2
Давление теплоносителя на выходе из активной зоны, МПа	16,4
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	85000
Уровень в компенсаторе давления, м	8,17
Давление пара в парогенераторе, МПа	7,12
Температура питательной воды, °С	230

Вариант 1

Хронологическая последовательность срабатывания систем и устройств приведена в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Хронологическая последовательность срабатывания систем и устройств

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
0,0	Разрыв одной теплообменной трубки ПГ 2	Исходное событие
720	Потеря электропитания собственных нужд блока: <ul style="list-style-type: none"> – отключение всех ГЦНА; – отключение основной и вспомогательной питательной воды ПГ; – закрытие СК ТГ 	Консервативно принято, что потеря электропитания собственных нужд блока (допущение) происходит за 1,9 с до момента начала движения органов СУЗ по сигналу на отключение реактора, полученного при предварительном анализе режима в предположении отсутствия обесточивания. По факту совпадения сигналов: <ul style="list-style-type: none"> - уменьшение давления над активной зоной менее 15,1 МПа; - мощность реактора более 75 % от Nном
721,9	Срабатывание АЗ.	Действие аварийной защиты

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
	Начало движения органов регулирования	
721,9	Запуск одного ДГ и нагружение его по программе ступенчатого пуска (единичный отказ одного ДГ)	В результате потери электропитания собственных нужд
726	Формирование сигнала на подключение канала САР к ПГ 1,2 в режиме поддержания давления (отказ канала САР ПГ 3,4)	По факту повышения давления на выходе из коллекторов пара ПГ более 8,0 МПа
727-846	Начало открытия БРУ-А на паропроводах ПГ 2,3,4 и их дальнейшая работа в режиме поддержания давления 7,30 МПа (отказ БРУ-А на паропроводе ПГ 1)	Давление во втором контуре достигает уставки на открытие БРУ-А 7,70 МПа
731-741	Период работы первого ИПУ на паропроводах всех ПГ	Давление во втором контуре достигает уставки на открытие первого ИПУ ПГ 8,70 МПа
750	Формирование сигнала на подключение каналов СПОТ ПГ 3, 4	По факту незапуска ДГ (задержка 30,0 с момента обесточивания)
840	Выход на полную мощность каналов СПОТ, подключенных к ПГ 3, 4	–
846	Выход на полную мощность канала САР, подключенного к ПГ 1, 2	–
1735	Формирование сигнала на запуск систем безопасности (с открытием арматуры на напоре комбинированных насосов САПР) Закрывается локализирующая арматура защитной оболочки Перевод САР ПГ 1, 2 в режим расхолаживания со скоростью	Уменьшение запаса до кипения в любой из горячих ниток петьель до 8 °С

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
	60 °С/ч Перевод регуляторов СПОТ в полностью открытое состояние	
1800	<p>Запуск автоматического алгоритма управления аварией «Течь из первого контура во второй»:</p> <ul style="list-style-type: none"> - включение одного канала системы аварийного ввода бора на впрыск в КД (в режим ограничения давления 8,20 МПа и уровня теплоносителя в КД); - изоляция аварийного ПГ 2 по питательной воде и продувке; - отключение с запретом на подключение канала СПОТ, подключенного к аварийному ПГ 2; - отключение с запретом на подключение САР к аварийному ПГ 2; - перевод регуляторов СПОТ в полностью открытое состояние; - перевод САР ПГ 1 в режим аварийного расхолаживания со скоростью 60°С/ч (дублирующий сигнал); - закрытие БРУ-А на паропроводе аварийного ПГ 2 	Действие оперативного персонала
1840 – 2360	Период работы одного канала системы аварийного ввода бора на впрыск в КД (в режиме ограничения давления 8,20 МПа и уровня теплоносителя в КД)	Действие автоматического алгоритма
1850 –	Кипение теплоносителя в	В результате снижения давле-

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
4800	СКР	ния теплоносителя первого контура
2360	Закрытие БЗОК на паропроводе аварийного парогенератора по факту снижения давления над активной зоной до 8,20 МПа	Действие автоматического алгоритма
3260	Закрытие БЗОК на паропроводах ПГ 3,4	По факту уменьшения уровня котловой воды в ПГ на 900 мм от номинального
4300	Начало подачи борного раствора в первый контур комбинированным насосом	По факту снижения давления в первом контуре менее 7,9 МПа
8920	Завершение аварийного расхолаживания РУ со скоростью 60 °С/ч	Температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора снижается до 220 °С
9000	Окончание анализа	—

Вариант 1. В результате разрыва теплообменной трубки ПГ 2 внутренним диаметром 13 мм возникает течь теплоносителя из первого контура в аварийный парогенератор.

Формирование на 10 с аварийного процесса сигнала на срабатывание АЗ по факту повышения гамма-фона в паропроводе ПГ 2 не учитывается.

Истечение теплоносителя первого контура в аварийный ПГ вызывает снижение давления теплоносителя первого контура, что приводит к формированию на 721,9 с сигнала на срабатывание АЗ по факту снижения давления на выходе из активной зоны до 15,10 МПа при мощности реактора более 75 % от номинальной.

Принято, что за 1,9 с до момента начала движения органов СУЗ по сигналу на отключение реактора, происходит потеря электропитания собственных нужд блока, в результате чего закрываются стопорные клапаны ТГ, отключаются все питательные насосы ПГ и ГЦНА.

По сигналу обесточивания секций собственных нужд через 1,9 с запускаются дизель-генераторы с последующим ступенчатым нагружением.

В качестве единичного отказа в оценке аварии принят отказ одного ДГ, который приводит к отказу одного канала системы аварийного расхолаживания парогенераторов, одного канала системы аварийного и планового расхолаживания первого контура, одного канала системы аварийного ввода бора. Дополнительно принят отказ БРУ-А на паропроводе ПГ 1.

Закрытие стопорных клапанов турбогенератора приводит к резкому росту давления теплоносителя второго контура и открытию БРУ-А ПГ 2,3,4 и первого ИПУ на паропроводах всех парогенераторов, на 727 и 731 с соответственно.

Открытие сбросных устройств второго контура прекращает дальнейший рост давления, первое ИПУ всех ПГ закрывается на 741,0 с переходного процесса, а БРУ-А переходят в режим поддержания давления второго контура на уровне давления регулирования.

После срабатывания АЗ мощность реактора снижается до уровня остаточных тепловыделений. В результате отключения ГЦНА и окончания их выбега в циркуляционном контуре устанавливается естественная циркуляция теплоносителя.

В результате принятого отказа одного ДГ, на 750 с формируется сигнал на запуск каналов СПОТ, подключенных к ПГ 3 и ПГ 4.

В результате повышения давления в парогенераторах до 8,0 МПа формируется сигнал на подключение канала САР ПГ и на 826 с канал САР, подключенный к ПГ 1 и ПГ 2 начинает работать в режиме поддержания давления. После подключения канала САР уровень в ПГ 1 и ПГ 2 повышается за счет перетечек пара из ПГ 3 и ПГ 4.

На 1735 с по факту уменьшения запаса до кипения в любой из горячих ниток петель до 8 °С формируется уставка на перевод САР ПГ 1, 2 в режим расхолаживания со скоростью 60 °С/ч, открытие арматуры на напоре комбинированных насосов САПР, перевод регуляторов СПОТ в полностью открытое состояние, закрытие локализирующей арматуры защитной оболочки.

На 1800,0 с аварийного процесса оперативный персонал запускает автоматический алгоритм «Течь теплоносителя из первого контура во второй».

Ускоренное расхолаживание первого контура (60 °С/ч) прекращается при снижении температуры в любой из «горячих» ниток петель до 220 °С.

Работа двух насосов системы аварийного ввода бора на впрыск в КД приводит к понижению давления теплоносителя первого конту-

ра, и на 1850 с переходного процесса начинается кипение теплоносителя в СКР.

К 2360 с аварийного процесса по сигналу из автоматического алгоритма (понижение давления над активной зоной менее 8,2 МПа) закрывается БЗОК на паропроводе аварийного ПГ 2. Закрытие БЗОК на аварийном ПГ изолирует его от ГПК.

После закрытия БЗОК давление в ПГ 2 начинает расти и практически сравнивается с давлением в первом контуре. Открытия ИПУ на аварийном ПГ в результате закрытия БЗОК не происходит.

На 3260 с аварийного процесса закрывается БЗОК на паропроводах ПГ 3, 4 по факту уменьшения уровня воды в ПГ на 900 мм от номинального. Снижение уровня котловой воды вызвано перетечками пара из ПГ 3, 4 в ПГ 1, возникающих в результате расхолаживания ПГ 1, помощью САР, а ПГ 3 и ПГ 4 с помощью СПОТ.

На 4300,0 с переходного процесса начинается подача борного раствора комбинированным насосом в ГЦТ, что приводит к стабилизации давления первого контура в конце процесса ускоренного расхолаживания.

К 8920 с переходного процесса температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора снижается до 220 °С, давление теплоносителя первого контура стабилизируется на уровне 7,65 МПа.

Таким образом работа автоматических защитных действий систем безопасности и автоматического алгоритма управления аварией течи из первого контура во второй переводит реакторную установку в безопасное состояние – в первом контуре установлен стабильный расход теплоносителя за счет естественной циркуляции, температуры теплоносителя в активной зоне, топлива и оболочек твэлов снижаются.

В течение переходного процесса из аварийного ПГ 2 поступило:

- в конденсатор турбины – 340,3 т пара;
- в окружающую среду через сбросные устройства аварийного ПГ – 12,1 т пара.

В течение переходного процесса в аварийный парогенератор поступило 29,8 т теплоносителя первого контура.

Вариант 2

Хронологическая последовательность срабатывания систем и устройств приведена в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Хронологическая последовательность срабатывания систем и устройств

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
0,0	Разрыв одной теплообменной трубки ПГ 2	Исходное событие
720	Срабатывание АЗ. Начало движения органов регулирования	Действие аварийной защиты По факту совпадение сигналов: – уменьшение давления над активной зоной менее 15,1 МПа; – мощность реактора более 75 % от $N_{НОМ}$
727	Закрытие СК ТГ. Начало снижения температуры питательной воды до 164,0 °С	В результате срабатывания АЗ
735	Начало открытия БРУ-А на паропроводах ПГ 2,3,4 и их дальнейшая работа в режиме поддержания давления 7,30 МПа (отказ БРУ-А на паропроводе ПГ 1)	Давление во втором контуре достигает уставки на открытие БРУ-А 7,70 МПа
1800	Запуск автоматического алгоритма управления аварией «Течь из первого контура во второй»: – включение двух каналов системы аварийного ввода бора на впрыск в КД (в режим ограничения давления 8,20 МПа и уровня теплоносителя в КД); – изоляция аварийного ПГ 2 по питательной воде и продувке; – отключение с запретом на подключение канала СПОТ, подключенного к аварийному ПГ 2; – отключение с запретом	Действие оперативного персонала

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
	на подключение САР к аварийному ПГ 2; – перевод регуляторов СПОТ работоспособных ПГ в полностью открытое состояние; – перевод САР ПГ 1, 3, 4 в режим аварийного расхолаживания со скоростью 60°С/ч; – закрытие БРУ-А на паропроводе аварийного ПГ 2; – отключение ГЦНА аварийной петли	
1830–2150	Период работы двух каналов системы аварийного ввода бора на впрыск в КД (в режиме ограничения давления 8,20 МПа и уровня теплоносителя в КД)	Действие автоматического алгоритма
1860	Формирование сигнала на запуск систем безопасности (с открытием арматуры на напоре комбинированных насосов САПР). Закрывается локализирующая арматура защитной оболочки. Отключение ГЦНА петель 1, 3, 4	Уменьшение запаса до кипения в любой из горячих ниток петель до 8 °С
1870	Закрытие БЗОК на паропроводе аварийного парогенератора по факту снижения давления над активной зоной до 8,20 МПа	Действие автоматического алгоритма
1900	Закрытие БРУ-А на паропроводах ПГ 1, 3, 4	Снижения давления в ПГ в результате работы каналов САР подключенных к ПГ 1, 3, 4
1920	Выход на полную мощность каналов САР, под-	–

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
	ключенных к ПГ 1, 3, 4	
1940–3430	Кипение теплоносителя в СКР	В результате снижения давления теплоносителя первого контура
4600	Начало подачи борного раствора в первый контур комбинированными насосами	По факту снижения давления в первом контуре менее 7,9 МПа
7800	Завершение аварийного расхолаживания РУ со скоростью 60 °С/ч	Температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора снижается до 220 °С
8000	Окончание анализа	–

Вариант 2. В результате разрыва теплообменной трубки ПГ 2 внутренним диаметром 13 мм возникает течь теплоносителя из первого контура в аварийный парогенератор.

Истечение теплоносителя первого контура в аварийный ПГ вызывает снижение давления теплоносителя первого контура, что приводит к формированию на 720 с сигнала на срабатывание АЗ по факту снижения давления на выходе из активной зоны до 15,10 МПа при мощности реактора более 75 % от номинальной.

По факту срабатывания АЗ с задержкой 7 с закрываются СК ТГ, что приводит к резкому росту давления теплоносителя второго контура и открытию БРУ-А ПГ 2,3,4 на 735 с аварийного процесса. В дальнейшем БРУ-А переходят в режим поддержания давления второго контура на уровне давления регулирования.

После срабатывания АЗ мощность реактора снижается до уровня остаточных тепловыделений.

На 1800,0 с аварийного процесса оперативный персонал запускает автоматический алгоритм «Течь теплоносителя из первого контура во второй».

Ускоренное расхолаживание первого контура (60 °С/ч) прекращается при снижении температуры в любой из горячих ниток петель до 220 °С.

На 1860 с по факту уменьшения запаса до кипения в любой из горячих ниток петель до 8 °С формируется уставка на:

- отключение ГЦНА петель 1, 3, 4;
- запуск и перевод САР ПГ 1, 3, 4 в режим расхолаживания со скоростью 60 °С/ч (дублирующий сигнал), в результате запущенного автоматического алгоритма подключения САР к аварийному ПГ 2 не происходит;
- открытие арматуры на напоре комбинированных насосов САПР;
- перевод регуляторов СПОТ в полностью открытое состояние;
- закрытие локализирующей арматуры защитной оболочки.

К 1870 с аварийного процесса по сигналу из автоматического алгоритма (понижение давления над активной зоной менее 8,20 МПа) закрывается БЗОК на паропроводе аварийного ПГ 2. Закрытие БЗОК на аварийном ПГ изолирует его от ГПК.

После закрытия БЗОК давление в ПГ 2 начинает расти и практически сравнивается с давлением в первом контуре. Открытия ИПУ на аварийном ПГ в результате закрытия БЗОК не происходит.

В результате начала работы каналов САР, подключенных к ПГ 1, 3, 4, в соответствующих ПГ снижается давление и БРУ-А на паропроводах этих ПГ закрываются, выбросы котловой воды в атмосферу прекращаются. В дальнейшем теплоотвод осуществляется только работой каналов САР, подключенных к ПГ 1, 3, 4.

Работа двух каналов системы аварийного ввода бора на впрыск в КД приводит к понижению давления теплоносителя первого контура, и на 1940 с переходного процесса начинается кипение теплоносителя в СКР.

На 4600 с переходного процесса начинается подача борного раствора комбинированным насосом в ГЦТ, что приводит к стабилизации давления первого контура в конце процесса ускоренного расхолаживания.

К 7800 с переходного процесса температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора снижается до 220,0 °С, давление теплоносителя первого контура стабилизируется на уровне 7,67 МПа.

Таким образом, работа автоматических защитных действий систем безопасности и автоматического алгоритма управления аварией течи из первого контура во второй переводит реакторную установку в безопасное состояние – в первом контуре установлен стабильный

расход теплоносителя за счет естественной циркуляции, температуры теплоносителя в активной зоне, топлива и оболочек ТВЭЛов снижаются.

В течение переходного процесса из аварийного ПГ 2 поступило:

- в конденсатор турбины – 343,5 т пара;
- в окружающую среду через сбросные устройства аварийного ПГ – 26,0 т пара;
- из аварийного ПГ в ГПК и затем в окружающую среду через сбросные устройства неаварийных ПГ (до момента закрытия БЗОК на ПГ 2) – 0,4 т пара.

В течение переходного процесса в аварийный парогенератор поступило 23,3 т теплоносителя первого контура.

На рисунках 3.39–3.45 приведены результаты оценок режима «Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим расхолаживанием со скоростью 60 °С/ч» для варианта 1 и варианта 2.

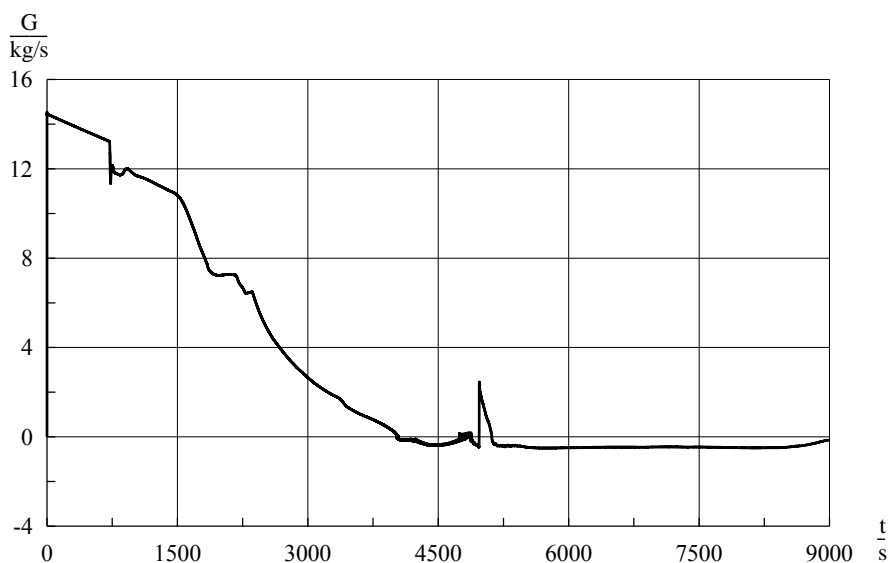


Рисунок 3.39 а – Расход теплоносителя в течь. Вариант 1

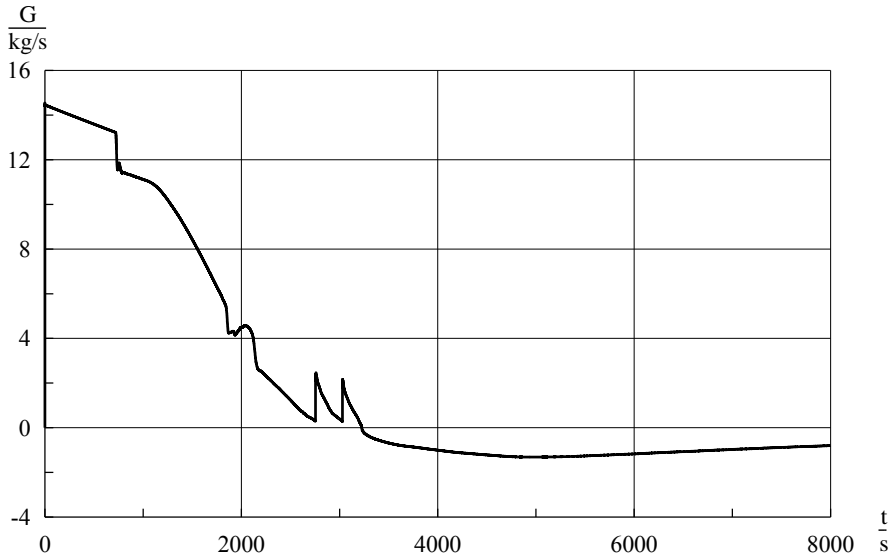
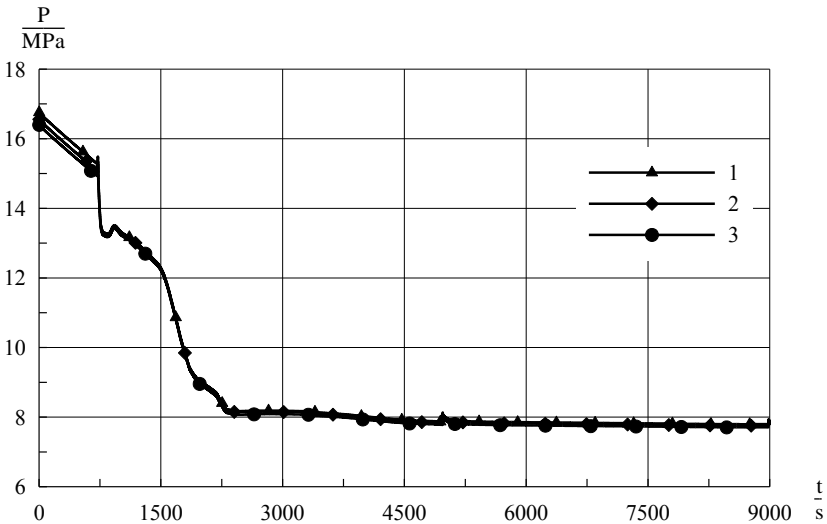
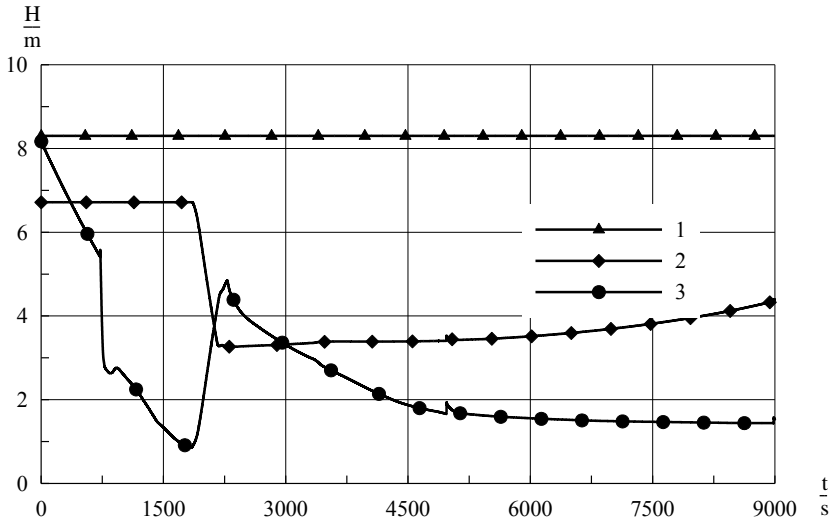


Рисунок 3.39 б – Расход теплоносителя в течь. Вариант 2



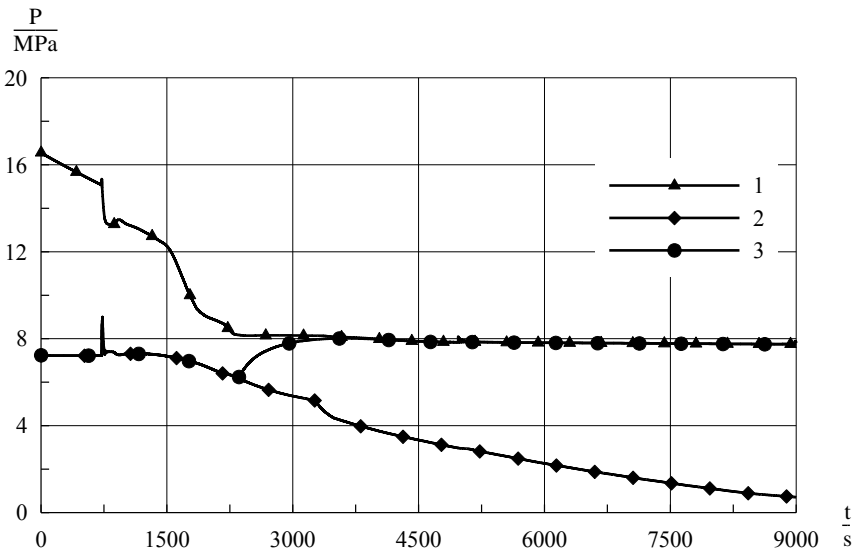
1 – давление теплоносителя на входе в активную зону;
 2 – давление теплоносителя на выходе из активной зоны;
 3 – давление теплоносителя в КД.

Рисунок 3.40 – Давление теплоносителя (абс).
 Вариант 1 (вариант 2 не представлен отдельным рисунком
 в связи с идентичностью течения процесса)



1 – уровень в НКР; 2 – уровень в СКР; 3 – уровень в КД.

Рисунок 3.41 – Уровни теплоносителя. Вариант 1 (вариант 2 не представлен отдельным рисунком в связи с идентичностью течения процесса)



1 – давление теплоносителя на выходе из активной зоны; 2 – давление в рабочем ПГ 1; 3 – давление в аварийном ПГ 2.

Рисунок 3.42 – Давление в реакторе и ПГ (абс).

Вариант 1 (вариант 2 не представлен отдельным рисунком в связи с идентичностью течения процесса)

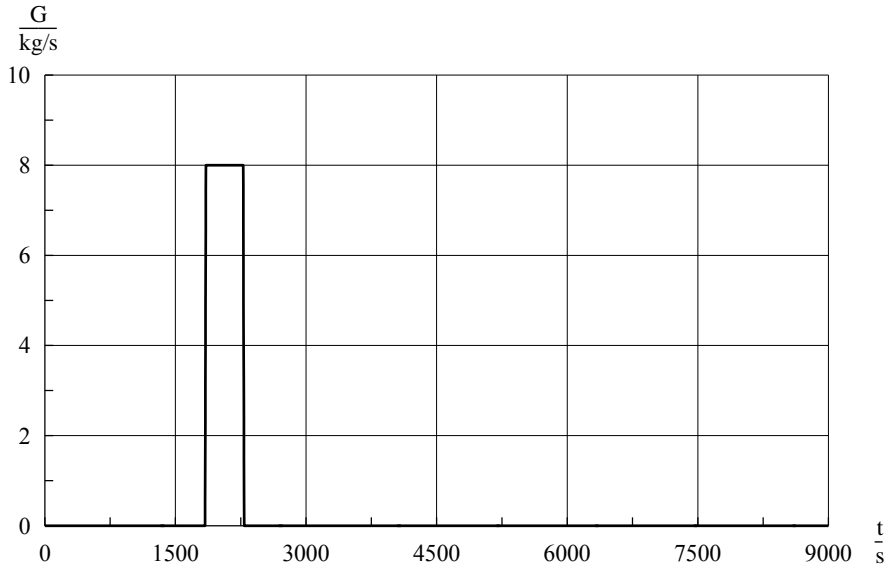


Рисунок 3.43 – Расход впрыска в КД от системы аварийного ввода бора.
 Вариант 1 (вариант 2 не представлен отдельным рисунком
 в связи с идентичностью течения процесса)

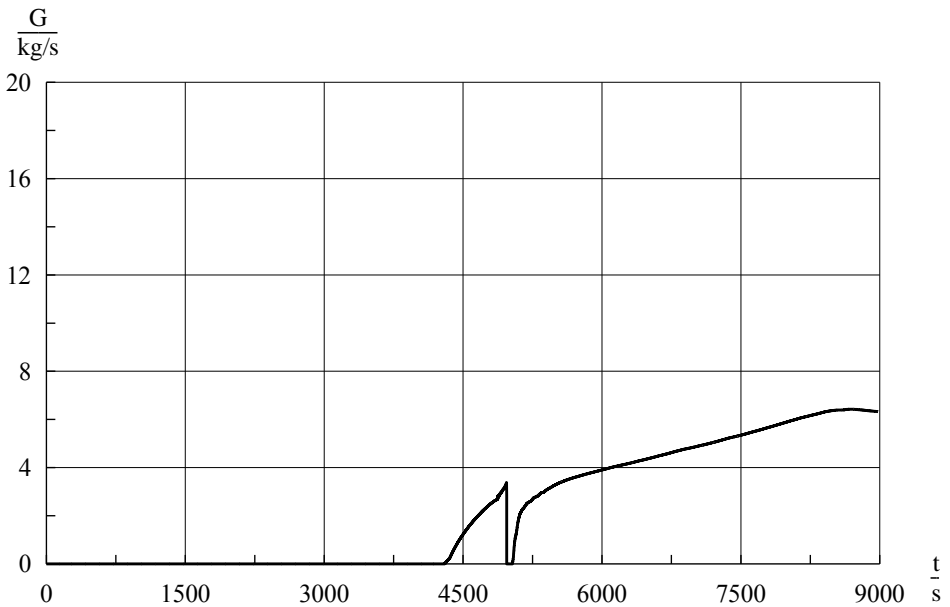


Рисунок 3.44 а – Расход от комбинированного насоса САПР. Вариант 1

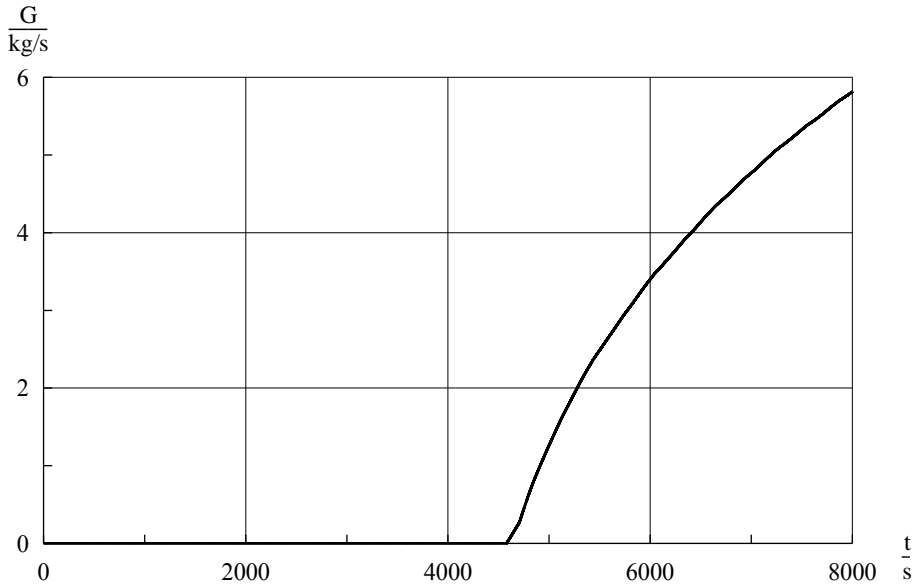
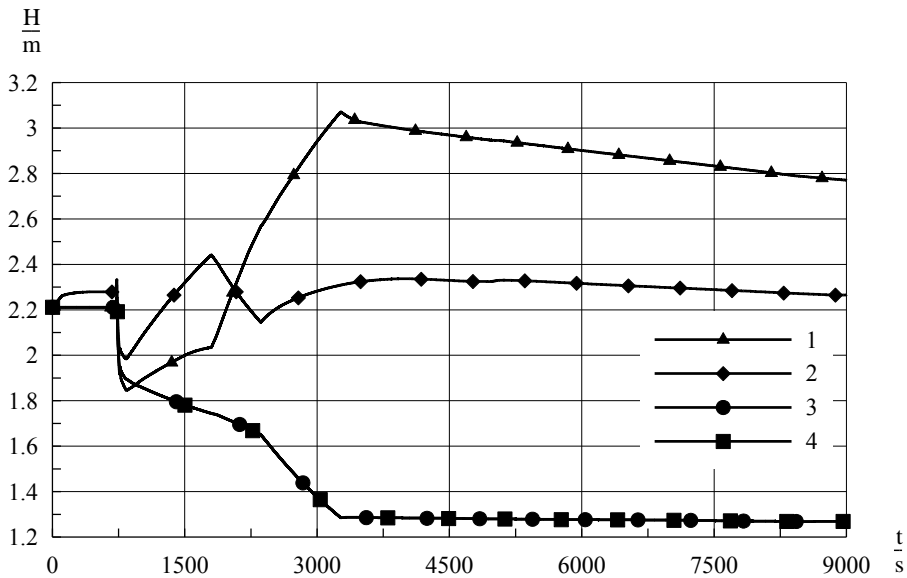
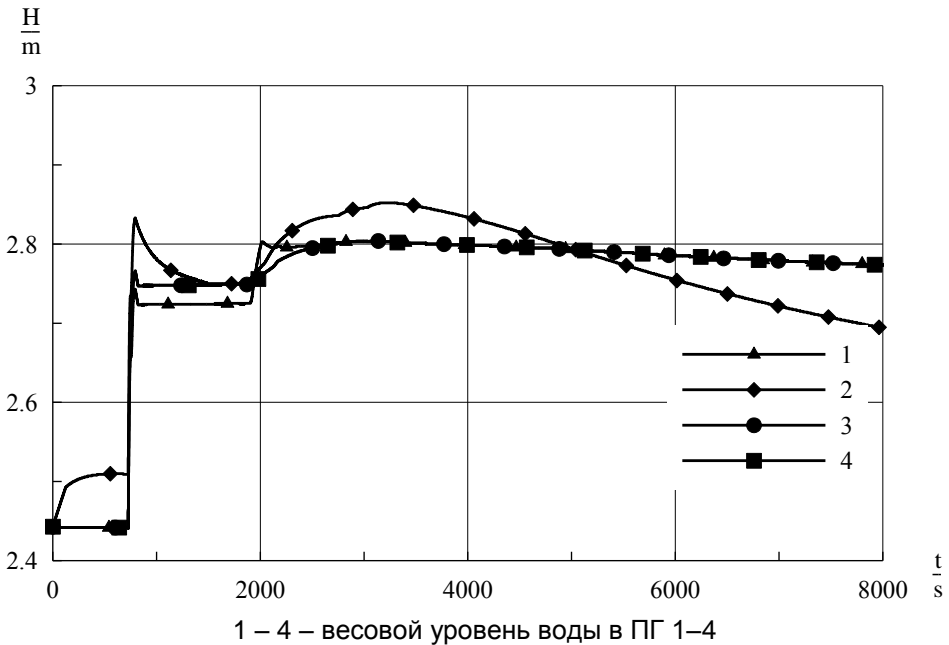


Рисунок 3.44 б – Расход от комбинированного насоса САПР. Вариант 2



1 – 4 – весовой уровень воды в ПГ 1–4
 Рисунок 3.45 а – Уровни в ПГ. Вариант 1



1 – 4 – весовой уровень воды в ПГ 1–4
Рисунок 3.45 б – Уровни в ПГ. Вариант 2

3.4.5.2 Течь из первого контура во второй при отрыве крышки коллектора парогенератора

В рамках обоснования безопасности исходное событие (ИС) «Течь из первого контура во второй при отрыве крышки коллектора парогенератора» отнесено к проектным режимам категории 4 и к группе исходных событий, приводящих к уменьшению количества теплоносителя первого контура.

Проектным режимам категории 4 соответствуют такие состояния атомной станции, вероятность возникновения которых в течение срока службы АС от 10^{-4} до 10^{-6} 1/(реактор·год). В этих состояниях возможна разгерметизация только части топливных стержней (не более 10 % от общего количества твэлов).

Результат оценки частоты повреждений активной зоны (ПАЗ):

Описание ИС	Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад, %
Средняя течь из первого контура во второй контур	1,30E-04	4,59E-10	0,2

При отрыве крышки коллектора ПГ по первому контуру теплоноситель из первого контура поступает во второй контур через кольцевую щель Ду 43 мм.

Протекание процессов в РУ для данного ИС аналогично протеканию процессов для ИС «Разрыв теплообменной трубки парогенератора...» со следующими основными отличиями:

- более быстрое формирование сигнала течи из первого контура во второй контур для ИС «Течь из первого контура во второй при отрыве крышки коллектора парогенератора»;
- более быстрое формирование сигнала на закрытие БЗОК аварийного ПГ. Следует отметить, что формирование сигнала на закрытие БЗОК практически не зависит от впрыска в паровое пространство КД от системы аварийного ввода бора для снижения давления в РУ (из-за размера течи);
- при ИС «Течь из первого контура во второй при отрыве крышки коллектора парогенератора» формируется сигнал течи из первого контура $\Delta T_s < 8$ °С (разность между температурой насыщения на выходе из активной зоны и температурой в горячих нитках пельты), по которому формируется сигнал на запуск систем безопасности (в том числе САПР (JNA)), отключение оставшихся в работе ГЦНА и герметизацию защитной оболочки.

3.4.6 Течь из бассейна выдержки

3.4.6.1 Описание последовательности событий и работы систем

3.4.6.1.1 Рассматриваются следующие варианты загрузки бассейна выдержки отработавшими ТВС (консервативно принимается, что планоно выгружается 81 ТВС):

- вариант 1, до плановой перегрузки – по 81 ТВС, начиная с 1,5-годовой выдержки и заканчивая ТВС 10,5-летней выдержки;
- вариант 2, при полной выгрузке – 163 ТВС 3 суточной выдержки, по 81 ТВС, начиная с 1,5-годовой выдержки и заканчивая 10,5-летней выдержки;
- вариант 3, при плановой перегрузке – 81 ТВС 3 суточной выдержки, по 81 ТВС, начиная с 1,5-годовой выдержки и заканчивая ТВС 10,5-летней выдержки.

3.4.6.1.2 Рассматривается охлаждение отработавших ТВС, размещенных в бассейне выдержки при исходном событии с течью воды через облицовку днища БВ с расходом 50 м³/ч, равным произво-

длительности насосов системы FAL (исходное событие 1) и при исходном событии с разрывом трубопровода отбора воды в систему охлаждения БВ (исходное событие 2). При этом подпитка БВ водой не осуществляется. Определяется время до наступления оголения (повреждения) топлива в бассейне выдержки в рассматриваемых исходных событиях с течью воды из БВ.

3.4.6.1.3 Рассматриваются следующие расчетные варианты:

- вариант 1 – для исходного события 1, исходный уровень воды при перегрузке и хранении топлива в БВ. Комплектация БВ отработавшими кассетами – после полной выгрузки активной зоны в БВ (вариант 2 подпункта 3.4.6.1.1);
- вариант 2 – для исходного события 1, исходный уровень воды при перегрузке и хранении топлива в БВ. Комплектация БВ отработавшими кассетами. Комплектация БВ отработавшими кассетами – после плановой перегрузки (вариант 3 подпункта 3.4.6.1.1);
- вариант 3 – для исходного события 1, исходный уровень воды при ремонте облицовки БВ. Комплектация БВ отработавшими кассетами – до плановой перегрузки (вариант 1 подпункта 3.4.6.1.1);
- вариант 4 – для исходного события 2, исходный уровень воды при перегрузке и хранении топлива в БВ. Комплектация БВ отработавшими кассетами – после полной выгрузки активной зоны в БВ (вариант 2 подпункта 3.4.6.1.1);
- вариант 5 – для исходного события 2, исходный уровень воды при перегрузке и хранении топлива в БВ. Комплектация БВ отработавшими кассетами – после плановой перегрузки (вариант 3 подпункта 3.4.6.1.1);
- вариант 6 – для исходного события 2, исходный уровень воды при ремонте облицовки БВ. Комплектация БВ отработавшими кассетами – до плановой перегрузки (вариант 1 подпункта 3.4.6.1.1).

3.4.6.1.4 При анализе охлаждения кассет, размещенных в БВ, для расчетных вариантов 1, 2, 3 (для исходного события 1) принимается следующий сценарий процесса в БВ:

- при исходном уровне воды при перегрузке и хранении или исходном уровне воды при ремонте облицовки образуется течь через облицовку днища БВ, уровень воды в БВ снижается за счет течи;

- при снижении уровня воды в БВ до отметки верхней образующей врезки в БВ трубопровода отбора воды в систему охлаждения БВ (отметка +15,430) происходит прекращение подачи охлаждающей воды в БВ и отвода тепла от ТВС, размещенных в БВ. Охлаждение отработавших ТВС осуществляется за счет аккумулялирования тепла водой;
- вода в БВ в пределах тепловыделяющей части ТВС и в объеме БВ над ТВС прогревается до температуры насыщения;
- после достижения температуры насыщения снижение уровня воды в БВ происходит за счет течи и выкипания, обусловленного мощностью остаточных тепловыделений отработавших ТВС, установленных в БВ, вплоть до достижения уровнем воды топливной части ТВС, с последующим разогревом твэлов.

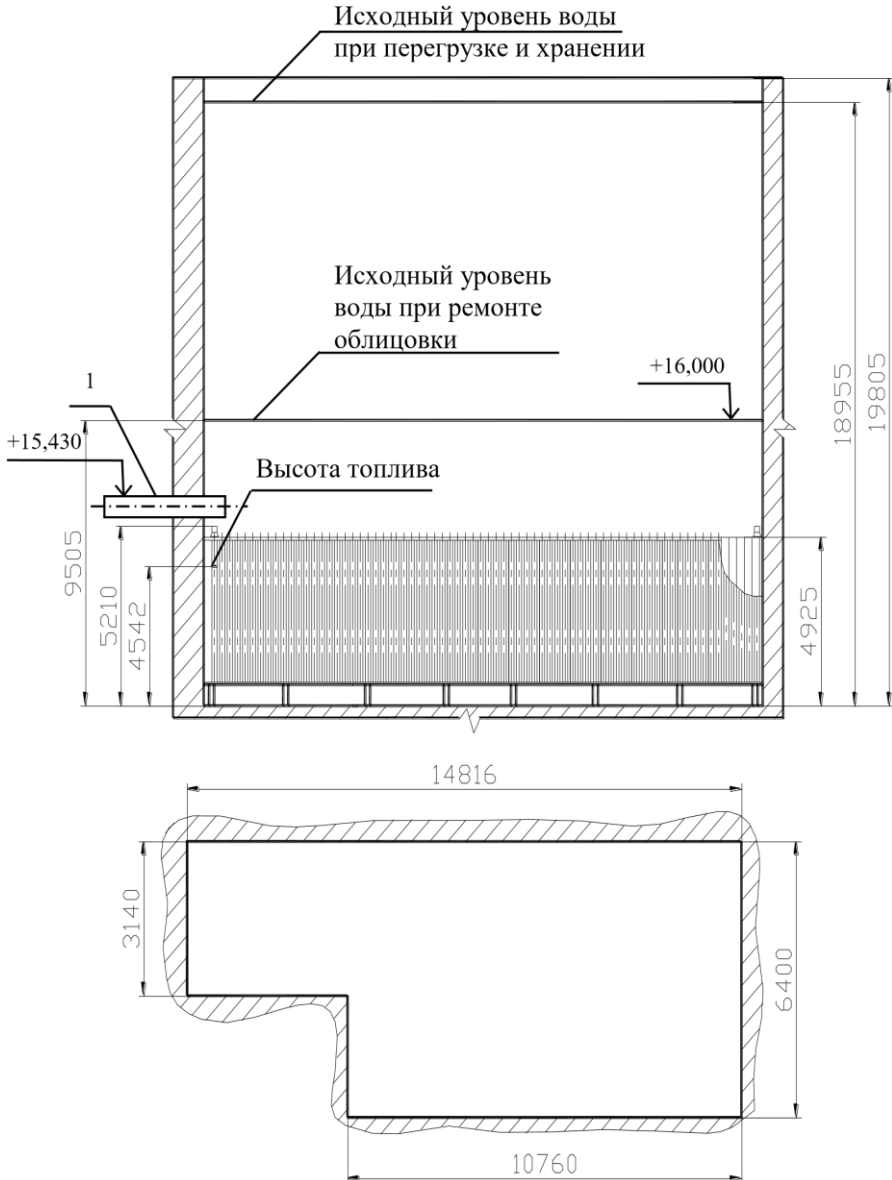
3.4.6.1.5 При анализе охлаждения кассет, размещенных в БВ, для расчетных вариантов 4, 5, 6 (для исходного события 2) принимается следующий сценарий процесса в БВ:

- при исходном уровне воды при перегрузке и хранении или исходном уровне воды при ремонте облицовки образуется течь из трубопровода отбора воды в систему охлаждения БВ;
- консервативно принимается мгновенное снижение уровня воды в БВ за счет течи до отметки нижней образующей врезки в БВ указанного трубопровода (отметка +14,830), т.к. время указанного снижения составляет 0,03 – 0,11 ч, что пренебрежимо мало по сравнению с итоговым временем от исходного события до начала оголения топлива в БВ;
- происходит прекращение подачи охлаждающей воды в БВ и отвода тепла от ТВС, размещенных в БВ. Охлаждение отработавших ТВС осуществляется за счет аккумулялирования тепла водой;
- вода в БВ как в пределах тепловыделяющей части ТВС, так и в объеме БВ над ТВС прогревается до температуры насыщения;
- после достижения температуры насыщения снижение уровня воды в БВ происходит за счет выкипания воды, обусловленного мощностью остаточных тепловыделений отработавших ТВС, установленных в БВ, вплоть до достижения уровнем воды топливной части ТВС, с последующим разогревом твэлов.

3.4.6.1.6 Параметры в бассейне выдержки в исходном состоянии:

- давление над уровнем в БВ, МПа – 0,1;
- температура воды на выходе из БВ – 60 °С.

3.4.6.1.7 Габаритные размеры БВ со стеллажами, а также исходные уровни воды при перегрузке и при хранении топлива в БВ показаны на рисунке 3.46.



1 – врезка патрубка отбора воды в систему охлаждения БВ (DN 600)

Рисунок 3.46 – Габаритные размеры БВ и уровни воды

3.4.6.2 Критерии оценки безопасности

Обоснование безопасности реакторной установки при течи из бассейна выдержки или разрыве трубопровода, приводящие к снижению уровня воды в бассейне выдержки, выполняется на основе анализа времени выпаривания воды до начала оголения твэлов и минимально необходимого расхода подпитки для компенсации потерь воды для рассмотренных расчетных вариантов (подпункт 3.4.6.1.4).

При этом проверяется выполнение следующих приемочных критериев:

- наивысшая температура оболочки, достигаемая в аварийных условиях, не превышает 1200 °С;
- топливные таблетки не плавятся даже локально (температура топлива не должна превышать 2540 °С для «выгоревшего» топлива и 2840 °С – для «свежего» топлива).

Принято, что приемочные критерии выполняются, если не происходит оголения топливной части ТВС, размещенных в бассейне выдержки.

3.4.6.3 Анализ результатов

Проведен анализ для определения времени до начала оголения топливной части ТВС, размещенных в бассейне выдержки при исходном событии с течью воды через облицовку днища БВ (исходное событие 1) и исходном событии с разрывом трубопровода отбора воды в систему охлаждения БВ (исходное событие 2). При этом подпитка БВ водой не осуществляется.

Для анализа расчетных вариантов 1, 2, 3 (исходное событие 1) использована следующая методика.

Скорость изменения массового уровня воды в БВ за счет течи рассчитывается из уравнения:

$$\Delta H / \Delta \tau = G_T / (3600 \times F), \quad (1)$$

где G_T – расход течи, м³/ч;

F – площадь зеркала воды в БВ с учетом текущего положения уровня, м².

После достижения уровнем воды в БВ отметки +15,430 и прекращения подачи охлаждающей воды температура воды в БВ в i -ый момент времени определяется по формуле:

$$t_i = t_{i-1} + N_{\text{сум}} \cdot \Delta\tau / (C_p \cdot m_{\text{нагр } i}), \quad (2)$$

где $N_{\text{сум}}$ – суммарная мощность остаточного тепловыделения в БВ, кВт;

$\Delta\tau$ – шаг по времени, с;

$m_{\text{нагр } i} = m_{\text{нагр } i-1} - G_T \cdot \Delta\tau \cdot \rho / 3600$ – масса воды, нагреваемая в БВ в i -ый момент времени, кг.

Толщина слоя воды над верхом топливной частью ТВС, размещенных в БВ, в n -ый момент времени определяется по формуле:

$$\Delta H_{\text{ост}} = \Delta H_{\text{исх}} - n \cdot \Delta\tau \cdot (\Delta H / \Delta\tau)_T, \quad (3)$$

где $\Delta H_{\text{исх}}$ – расстояние от исходного уровня воды до верхнего торца топлива ТВС, размещенных в БВ, м;

n – число шагов по времени до начала кипения воды в БВ, или, при не достижении температурой воды в БВ значения температуры насыщения за рассмотренный диапазон времени (от исходного события до начала оголения (повреждения) топлива), число шагов по времени до повреждения топливной части ТВС ($\Delta H_{\text{ост}} = 0$).

Время разогрева воды в БВ до температуры насыщения или время до повреждения топлива вычисляется по формуле:

$$\tau_{\text{раз}} = \Delta\tau \cdot n \quad (4)$$

Расход пара при кипении воды определяется по формуле:

$$G_{\text{вып}} = N_{\text{сум}} / r \quad (5)$$

Время от момента достижения водой температуры насыщения до момента повреждения топлива в БВ определяется по формуле:

$$\tau_{\text{вып}} = \rho \cdot F \cdot \Delta H_{\text{ост}} / \{G_{\text{вып}} + G_T \cdot \rho / 3600\} \quad (6)$$

В случае не достижения температурой воды в БВ значения температуры насыщения за рассмотренный диапазон времени (от исходного события до начала оголения топлива) значение $\tau_{\text{вып}}$ равно нулю.

Общее время до повреждения топлива (начала оголения топливной части ТВС) в БВ определяется по формуле:

$$\tau_{\text{пов}} = \tau_{\text{раз}} + \tau_{\text{вып}} \quad (7)$$

Из уравнения (1) рассчитывается также время достижения уровнем воды в БВ отметки +15,430.

Расход воды подпитки БВ, необходимый для компенсации выпаривания воды из БВ определяется из уравнения:

$$G_{\text{под}} = N_{\text{сум}} / r \quad (8)$$

В случае не достижения температурой воды в БВ значения температуры насыщения за рассмотренный диапазон времени (от исходного события до повреждения топлива) значение $G_{\text{под}}$ равно нулю.

Расход подпитки БВ, необходимый для компенсации потерь воды из БВ, определяется из уравнения:

$$G_{\text{пот}} = G_{\text{под}} + G_{\text{T}} \quad (9)$$

Для анализа расчетных вариантов 4, 5, 6 (исходное событие 2) использована следующая методика.

Время разогрева воды в БВ до температуры насыщения определяется из уравнения:

$$\tau_{\text{раз}} = m_{\text{нагр}} \cdot C_p \cdot (t_s - t_b) / N_{\text{сум}} \quad (10),$$

где $m_{\text{нагр}}$ – нагреваемая масса воды в БВ, кг;

t_b - исходная температура воды в БВ, °С.

Время выкипания воды из БВ до начала оголения топливной части ТВС определяется из уравнения:

$$\tau_{\text{вып}} = m_{\text{вып}} \cdot r / N_{\text{сум}}, \quad (11)$$

где $m_{\text{вып}}$ – масса выпариваемой воды из БВ, соответствующая изменению массового уровня воды в БВ за счет выпаривания от исходного значения до верхнего торца топливной части ТВС, кг.

Общее время до повреждения топлива (начала оголения топливной части ТВС) в БВ определяется по формуле:

$$\tau_{\text{пов}} = \tau_{\text{раз}} + \tau_{\text{вып}} \quad (12)$$

Анализ проведен для расчетных вариантов, указанных в подпункте 3.4.6.1.4.

Время выпаривания воды до начала оголения твэлов и минимально необходимый расход подпитки для компенсации потерь воды для рассмотренных расчетных вариантов приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Характеристики процесса при исходных событиях с течью воды из БВ

Номер варианта	Начальный уровень воды в БВ (от дна БВ), м	Время достижения отметки +15,430, ч	Время от исходного события до начала оголения твэлов (топливной части), ч	Время от исходного события до разгерметизации твэлов до температуры 800/1200 °С, ч	Суммарная мощность остаточных тепловыделений, МВт	Минимально необходимый расход питки для компенсации выпаривания воды, кг/с	Минимально необходимый расход питки для компенсации потерь воды, кг/с
1	18,955	16,36	21,53	23,73/ 24,03	16,53	7,32	21,18
2	18,955	16,36	22,67	25,27/ 25,77	7,81	3,46	17,32
3	9,505	0,93	8,11	26,61/ 29,41	1,17	0,00 ¹⁾	13,86
4	18,955	–	13,8	19,1/ 20,0	16,53	7,32	7,32
5	18,955	–	29,3	40,3/ 42,4	7,81	3,46	3,46
6	9,505	–	195,2	259,5/ 273,5	1,17	0,52	0,52

¹⁾ Вода в БВ в результате течи не успевает разогреться до температуры насыщения

Радиологические последствия данных исходных событий рассматриваются в разделе 15.7 ООБ.

3.4.6.4 Заключение

В рассматриваемой проектной аварии категории 3 выполнен анализ охлаждения отработавших ТВС, размещенных в БВ, при исходном событии с течью воды через облицовку днища БВ (исходное событие 1) с расходом $50 \text{ м}^3/\text{ч}$ (производительность насосов системы FAL) и при исходном событии с разрывом трубопровода отбора воды в систему охлаждения БВ (исходное событие 2). Рассматривается охлаждение отработавших ТВС, размещенных в БВ для расчетных вариантов, указанных в подпункте 3.4.6.1.4.

Результаты анализа приведены в таблице 3.10.

Рассмотрено выполнение следующих приемочных критериев:

- наивысшая температура оболочки, достигаемая в аварийных условиях, не превышает $1200 \text{ }^\circ\text{C}$;
- топливные таблетки не плавятся даже локально (температура топлива не должна превышать $2540 \text{ }^\circ\text{C}$ для «выгоревшего» топлива и $2840 \text{ }^\circ\text{C}$ – для «свежего» топлива).

В рассмотренных условиях приемочные критерии выполняются в течение времени от исходного события до начала оголения топливной части ТВС, размещенных в БВ; в дальнейшем эти критерии обеспечиваются, если по истечении указанных времен от исходного события обеспечить подачу борированной воды в БВ с расходом подпитки не менее минимально необходимого для компенсации потерь воды (таблица 3.10).

3.5 Перечни запроектных аварий для анализа безопасности

3.5.1 Перечень запроектных аварий (без плавления топлива)

Рассматриваемые запроектные аварии (сложные последовательности, не приводящие к расплавлению активной зоны) являются потенциально более тяжелыми, чем проектные аварии, при которых необходимо действие специальных средств для ограничения доз облучения для населения и персонала АС в допустимых пределах. Перечень исходных событий ЗПА сформирован на базе перечня, приведенного в ТЗ на РУ с ВВЭР-1200 [16], и основан на оценке вероятности возникновения исходных событий данных режимов, приведенной в [17].

Ниже приведен перечень анализируемых исходных событий ЗПА (без плавления топлива):

- отказ всех источников электроснабжения переменного тока на 8 и 24 ч;
- прекращение охлаждения бассейна выдержки на 8 и 24 ч;
- спектр разрывов паропроводов внутри и вне контейнента вплоть до максимального диаметра парового трубопровода с разрывом одной трубки в парогенераторе;
- полное прекращение подачи питательной воды;
- аварии с потерей теплоносителя при большой течи с отказом активной части САОЗ;
- аварии с потерей теплоносителя при малых течах с отказом активной части САОЗ;
- длительное (до 24 ч) прекращение отвода тепла системами планового и аварийного расхолаживания при снятой крышке реактора и/или уплотненном реакторе;
- течь теплоносителя из первого контура во второй в случае множественного разрушения трубок ПГ, или течи по коллектору первого контура парогенератора эквивалентным диаметром Ду 100 мм;
- аварии типа ATWS (с несрабатыванием аварийной защиты):
 - 1) потеря неаварийного питания переменного тока вспомогательного стационарного оборудования (обесточивание АС);
 - 2) ложное закрытие БЗОК;
 - 3) неуправляемое извлечение одного или группы органов регулирования на МКУ и на мощности;
 - 4) непреднамеренное разбавление борной кислоты в теплоносителе первого контура;
 - 5) непредусмотренное открытие предохранительного клапана ПГ, сбросного клапана (БРУ-А) или байпасного клапана турбины (БРУ-К) с их последующей не посадкой;
 - 6) потеря нормального расхода питательной воды (за исключением разрыва трубопровода питательной воды).

3.5.2 Приемочные критерии

Оценка безопасности реакторной установки проводится путем сравнения результатов анализов с требованиями приемочных критериев.

Критерий по давлению в оборудовании первого и второго контуров в авариях типа ATWS принят на основании рекомендаций МАГАТЭ [18].

Приемочные критерии приведены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Приемочные критерии для режимов расширенного проектирования (ЗПА без плавления топлива)

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	<p>Следующие критерии аварийного охлаждения активной зоны должны удовлетворяться:</p> <ul style="list-style-type: none"> – наивысшая температура оболочки, достигаемая в аварийных условиях, не превышает 1200 °С; – глубина локального окисления оболочки не превышает 18 % от исходной толщины оболочки; – 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 устройств²⁾; – плавление регулирующих стержней не допускается²⁾; – 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 компонентов²⁾; – количество водорода, получаемого при взаимодействии оболочек с теплоносителем, не должно превышать 1 % от максимально возможного количества, которое выделилось бы, если бы все сечение оболочки, окружающей топливные таблетки, полностью прореагировало с водой и превратилось в ZrO_2 ($Zr + 2H_2O = ZrO_2 + 2H_2$). При анализе реального количества выделяемого водорода необходимо принимать во внимание все реакции, приводящие к образованию водорода;

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 температуру плавления топлива ($T_{пл}$) определяется следующим образом (согласно пункту 4.2.1.1 главы 4 ООБ): – для твэгов $T_{пл} = T_{пл0} - 0,56 \cdot B,$ где B – выгорание, МВт·сут/кгU; $T_{пл0} = 2405, 2300$ °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 подразделе 4.2.4 ООБ. 3) Для аварий типа ATWS данный критерий не рассматривается

В результатах анализа режимов ЗПА должна быть продемонстрирована возможность управления ЗПА, что позволит ограничить ее последствия. Эффективность предлагаемых мер по управлению ЗПА оценивается проверкой выполнения приемочных критериев, приведенных в таблице 3.11.

3.5.3 Перечень тяжелых запроектных аварий с плавлением топлива

Суммарная частота повреждения активной зоны (ПАЗ) при работе на мощности для топливного цикла один год равна $1,43 \cdot 10^{-7}$ 1/год. Данное значение получено на основе рассмотрения перечней запроектных и проектных иницирующих событий (ИС), которые рассматривались в ВАБ. Значения частот ИС представлены в ВАБ.

Перечень запроектных ИС и их характеристики приведены в таблице 3.12. При разработке ВАБ предполагалось, что возникновение запроектных ИС непосредственно приводит к повреждению активной зоны.

Таблица 3.12 – Перечень запроектных ИС и их характеристики

Но- мер	Иницирующее событие	Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад в суммарную частоту ПАЗ, %
1	Катастрофический разрыв корпуса реактора	$1,0 \cdot 10^{-8}$	$1,0 \cdot 10^{-8}$	7,0
2	Крупномасштабный разрыв коллектора ПГ (течь из первого во второй контур $Dy > 100$ мм)	$2,7 \cdot 10^{-9}$	$2,7 \cdot 10^{-9}$	1,84
3	Катастрофический разрыв корпуса ПГ	$1,0 \cdot 10^{-9}$	$1,0 \cdot 10^{-9}$	0,68
Сумма			$1,37 \cdot 10^{-8}$	9,32

Определенный на основе ВАБ перечень доминантных аварийных последовательностей (АП) или сценариев ЗПА, приводящих к повреждению активной зоны при возникновении проектных ИС, и их характеристики приведен в таблице 3.13. В качестве критерия повреждения активной зоны в анализах ВАБ принимается максимальная температура оболочек твэлов – 750 °С.

При моделировании АП для течей первого контура с отказом активной части САОЗ учитывалась дополнительная мера по управлению запроектными авариями, которая позволяет предотвратить повреждение активной зоны за пределами 24 часов после возникновения ИС. В качестве такой меры в ВАБ рассматривалось восстановление функции длительного поддержания запаса теплоносителя в активной зоне реактора при помощи организации персоналом подачи воды в реактор от системы аварийного ввода бора (САВБ). Данная мера выполняется до момента окончания работы гидроемкостей второй ступени (ГЕ-2). Для ИС с переходными процессами, когда первый контур является плотным, дополнительные меры по управлению запроектными авариями в ВАБ консервативно не рассматривались (не учитывалась возможность реализации режима продувки-подпитки), и предполагалось, что полная потеря отвода остаточных тепловыделений через второй контур приводит к повреждению активной зоны.

Таблица 3.13 – Перечень доминантных аварийных последовательностей или сценариев ЗПА, приводящих к повреждению активной зоны при возникновении проектных ИС

Но- мер	Аварийная последовательность		Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад в суммар- ную ча- стоту ПАЗ, %	Краткая характеристика АП и ее последствий
	Иницилирующее событие	Отказы систем				
Течи из первого контура внутри ЗО						
1	Малая течь 10 мм <Dy ≤80 мм		$9,0 \cdot 10^{-4}$	$1,7 \cdot 10^{-8}$	11,7	Отказ двух каналов активной части САОЗ и двух каналов САВБ проис- ходит вследствие неоткрытия по общей причине четырех задвижек с электроприводом JNA16,26AA001, JNA16,26AA003 на всасывающих линиях от приямка. Отказ систем происходит после использования запасов борного раствора бассейна выдержки, GE-1 и GE-2 в результате чего не выполняется функция дли- тельного поддержания запаса теп- лоносителя в реакторе
2	Средняя течь 80 мм < Dy < 120мм	Отказ двух кана- лов с ННД САПР. Отказ двух кана- лов с КН САПР. Отказ двух кана- лов САВБ	$3,7 \cdot 10^{-5}$	$6,8 \cdot 10^{-10}$	0,5	
3	Малая течь 10 мм <Dy ≤80 мм	Отказ двух кана- лов с ННД САПР. Отказ двух кана- лов с КН САПР. Отказ двух кана- лов САВБ	$9,0 \cdot 10^{-4}$	$7,2 \cdot 10^{-9}$	5,0	Отказ двух каналов активной части САОЗ и двух каналов САВБ проис- ходит вследствие неоткрытия по общей причине четырех обратных клапанов JNA16(26)AA602, JNA16(26)AA603 на всасывающих линиях от бассейна выдержки и

Но- мер	Аварийная последовательность		Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад в суммар- ную ча- стоту ПАЗ, %	Краткая характеристика АП и ее последствий
	Иницилирующее событие	Отказы систем				
4	Течь первого контура, ком-пенсиремая системой под-питки-продувки Ду≤10 мм	Отказ системы подпитки-продувки или от-каз персонала по идентификации течи и организа-ции подпитки первого контура от системы под-питки-продувки. Отказ двух кана-лов с ННД САПР. Отказ двух кана-лов с КН САПР.	0,1	$5,0 \cdot 10^{-9}$	3,5	<p>Приямка. Данное событие приводит к невоз-можности использования запасов борного раствора бассейна выдержи-ки и дальнейшей работы от приям-ка. После использования запасов борного раствора ГЕ-1 и ГЕ-2 не выполняется функция длительного поддержания запаса теплоносителя в реакторе</p> <p>Отказ двух каналов активной части САОЗ и двух каналов САВБ проис-ходит вследствие неоткрытия по общей причине четырех задвижек с электроприводом JNA16,26AA001, JNA16,26AA003 на всасывающих линиях от приямка. Данное событие совместно с отказом подачи борного раствора от системы подпитки-продувки приводит к невыполнению функции длительного поддержания запаса теплоносителя в реакторе после использования запасов бор-ного раствора бассейна выдержи, ГЕ-1 и ГЕ-2</p>

Но- мер	Аварийная последовательность		Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад в суммарную частоту ПАЗ, %	Краткая характеристика АП и ее последствий
	Иницилирующее событие	Отказы систем				
5		Отказ двух каналов САВБ (рассматривается отказ САВБ при работе от приямка, подключение системы к приямку выполняется оператором)		$2,2 \cdot 10^{-9}$	1,5	Отказ двух каналов активной части САОЗ и двух каналов САВБ происходит вследствие неоткрытия по общей причине четырех обратных клапанов JNA16(26)AA602, JNA16(26)AA603 на всасывающих линиях от бассейна выдержки и приямка. Данное событие совместно с отказом подачи борного раствора от системы подпитки-продувки приводит к не выполнению функции длительного поддержания запаса теплоносителя в реакторе после использования запасов борного раствора GE-1 и GE-2
6	Большая течь 190 мм \leq Dy \leq 346 мм	Отказ четырех гидроемкостей первой ступени (GE-1).	$8,3 \cdot 10^{-6}$	$1,5 \cdot 10^{-9}$	1,0	Отказ двух каналов с ННД САПР и четырех GE-1 происходит вследствие неоткрытия по общей причине четырех обратных клапанов JNG50,60,70,80AA602 на сливных линиях GE-1. Данное событие приводит к невыполнению функции поддержания запаса теплоносителя
7	Большая течь 346 мм $<$ Dy \leq 850 мм	Отказ двух каналов с ННД САПР	$2,8 \cdot 10^{-6}$	$5,0 \cdot 10^{-10}$	0,35	

Но-мер	Аварийная последовательность		Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад в суммарную частоту ПАЗ, %	Краткая характеристика АП и ее последствий
	Иницилирующее событие	Отказы систем				
8	Большая течь 346 мм $Dy \leq 850$ мм	Отказ четырех гидроступней первой ступени (ГЕ-1)	$2,8 \cdot 10^{-6}$	$5,0 \cdot 10^{-10}$	0,34	в реакторе на начальном этапе аварии Отказ четырех ГЕ1 происходит вследствие неоткрытия по общей причине четырех обратных клапанов JNG50,60,70,80AA601 на сливных линиях ГЕ-1. Отказ ГЕ-1 приводит к невыполнению функции поддержания запаса теплоносителя в реакторе на начальном этапе аварии
Течи внутри ЗО		Сумма		$3,4 \cdot 10^{-8}$	23,8	–
Течь из первого во второй контур						
9	Малая течь из первого во второй контур $Dy \leq 13$ мм	Отказ системы аварийной защиты	$2,0 \cdot 10^{-3}$	$3,04 \cdot 10^{-9}$	2,1	Отказ системы аварийной защиты приводит к невыполнению функции приведения реактора в подкритическое состояние. САВВ при данном ИС не резервирует систему аварийной защиты, так как осуществляет впрыск в КД
10	Малая течь из первого во второй контур	Незакрытие отсечных задвижек на линии подачи	$2,0 \cdot 10^{-3}$	$1,93 \cdot 10^{-9}$	1,3	Предполагается, что отказ функции изоляции аварийного ПГ по питательной воде вызывает поврежде-

Но-мер	Аварийная последовательность		Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад в суммарную частоту ПАЗ, %	Краткая характеристика АП и ее последствий
	Иницилирующее событие	Отказы систем				
	Dy≤13 мм	основной и вспомогательной питательной воды в аварийный ПГ				ние активной зоны из-за эффектов реактивности вследствие подачи воды второго контура в первый контур
	Течь из первого во второй контур	Сумма	5,0·10 ⁻⁹	3,4		–
Переходные процессы						
11	Отказ двух каналов системы охлаждающей воды ответственных потребителей реакторного отделения	Незакрытие СК ТГ. Незакрытие РК ТГ. Отказ СПОТ.	5,1·10 ⁻³	1,03·10 ⁻⁸	7,0	ИС приводит к зависимому отказу активных СБ. Предполагается, что невыполнение функции поддержания герметичности главного парового коллектора (незакрытие СК ТГ и РК ТГ) приводит к течи второго контура и последующему срабатыванию БЗОК. Отказ СПОТ приводит к полной потере отвода остаточных тепловыделений через второй контур, так как после срабатывания БЗОК система нормального отвода тепла через конденсатор турбины неработоспособна
12		Отказ системы нормального отвода тепла через	5,1·10 ⁻³	3,18·10 ⁻⁹	2,2	ИС приводит к зависимому отказу активных СБ. Отказ СНОТ и СПОТ приводит к полной потере отвода

Но- мер	Аварийная последовательность		Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад в суммар- ную ча- стоту ПАЗ, %	Краткая характеристика АП и ее последствий
	Иницилирующее событие	Отказы систем				
		конденсаторы турбины (СНОТ). Отказ системы пассивного отвода тепла (СПОТ)				остаточных тепловыделений через второй контур
13	Нарушение нормального отвода тепла через конденсатор турбины	Отказ системы аварийного охлаждения ПГ (САР). Отказ системы пассивного отвода тепла (СПОТ)	$2,7 \cdot 10^{-1}$	$3,44 \cdot 10^{-9}$	2,4	Отказ САР и СПОТ приводит к полной потере отвода остаточных тепловыделений через второй контур
14	Общий переходный процесс (ИС, которое требует срабатывания системы аварийной защиты и не требует введения в действие других СБ)	Отказ системы аварийной защиты. Отказ системы аварийного ввода бора (САВБ)	0,6	$2,57 \cdot 10^{-9}$	1,8	Отказ системы аварийной защиты и системы аварийного ввода бора приводит к невыполнению функции приведения реактора в подкритическое состояние
15	Обесточивание	Незакрытие после	$5,2 \cdot 10^{-2}$	$4,44 \cdot 10^{-9}$	3,1	ИС приводит к зависящему от отказу

Но- мер	Аварийная последовательность		Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад в суммар- ную ча- стоту ПАЗ, %	Краткая характеристика АП и ее последствий
	Иницилирующее событие	Отказы систем				
16	(потеря элек- тропитания пе- ременным током собственных нужд от внут- ренних источни- ков (турбогене- ратора) и внеш- них по отноше- нию к АС источ- ников (энергоси- стемы))	открытия всех БРУ-А и незакры- тие изолирующей задвижки перед БРУ-А на четырех ПГ				системы нормального отвода тепла через конденсатор турбины. После останова турбины (закрытия СК ТГ) происходит рост давления во вто- ром контуре и открытие паросброс- ных устройств (ПСУ) на ПГ. Течь четырёх паропроводов в неизоли- руемой от ПГ части вследствие не- закрытия ПСУ приводит к оголению трубчатки ПГ, последующему зави- симому отказу САР и СПОТ и пол- ной потере отвода остаточных теп- ловыделений через второй контур
		Отказ системы аварийного рас- холаживания ПГ (САР). Отказ системы пассивного отво- да тепла (СПОТ)	5,2·10 ⁻²	1,5·10 ⁻⁹	1,0	ИС приводит к зависимому отказу системы нормального отвода тепла через конденсатор турбины. Отказ САР и СПОТ приводит к полной по- тере отвода остаточных тепловыде- лений через второй контур
Переходные процессы			Сумма	5,0·10 ⁻⁸	17,5	–

Перечень запроектных аварий, не приводящих к повреждению активной зоны, приведен в таблице 3.14. В данный перечень включены следующие АП:

- большие течи первого контура с отказом на закрытие локализирующей арматуры вентиляционных систем 3О KLA22 или KLA42;
- течи из первого контура во второй контур с незакрытием после открытия БРУ-А и незакрытием изолирующей задвижки перед БРУ-А на аварийном ПГ.

Таблица 3.14 – Перечень запроектных аварий, не приводящих к повреждению активной зоны

Но-мер	Иницилирующее событие	Отказы систем	Частота ИС, 1/год	Частота реализации АП, 1/год	Краткая характеристика АП и ее последствий
1	Большая течь 346 мм<Dy≤850 мм	Незакрытие локализирующей арматуры системы KLA22 или незакрытие локализирующей арматуры системы KLA42	$2,8 \cdot 10^{-6}$	$7,3 \cdot 10^{-12}$	Отказ на закрытие локализирующей арматуры вентиляционных систем 3О при больших течах первого контура приводит к утечке парогазовой радиоактивной среды за пределы 3О
2	Большая течь 190 мм<Dy≤346 мм		$1,8 \cdot 10^{-5}$	$4,7 \cdot 10^{-11}$	
3	Малая течь из первого во второй контур Dy≤13 мм	Незакрытие после открытия БРУ-А и незакрытие изолирующей задвижки перед БРУ-А на аварийном ПГ	$2,0 \cdot 10^{-3}$	$2,0 \cdot 10^{-10}$	Отказ на закрытие БРУ-А и изолирующей задвижки перед БРУ-А на аварийном ПГ при течах из первого во второй контур приводит к утечке парогазовой радиоактивной среды за пределы 3О
4	Средняя течь из первого во второй контур 13 мм<Dy<100 мм		$1,3 \cdot 10^{-4}$	$1,3 \cdot 10^{-11}$	

Данные АП не вызывают повреждения активной зоны, но приводят к утечке парогазовой радиоактивной среды за пределы ЗО. Необходимо оценить радиологические последствия при реализации данных АП.

3.5.4 Перечень запроектных аварий при хранении и транспортировке ядерного топлива

С учетом требований НП-061-05 [19] в таблице 3.15 приведен перечень запроектных аварий, анализируемых в подразделе 15.6.3 ООБ. Анализ радиационных последствий данных запроектных аварий должен выполняться в разделе 15.7 ООБ.

Таблица 3.15 – Перечень событий, рассматриваемых как запроектные аварии

№ п/п	Наименование режима
1	Падение тяжелых предметов (крышки реактора) на реактор при перегрузке ядерного топлива
2	Падение тяжелых предметов в бассейн выдержки
3	Падение неуплотненного контейнера с отработавшим ядерным топливом в контейнерный отсек бассейна выдержки
4	Некомпенсируемая течь облицовки бассейна выдержки, включая полное обезвоживание
5	Возникновение цепной реакции для систем хранения и обращения с ядерным топливом

Требования и подходы к анализу последствий ЗПА, а также подходы к выбору начальных и граничных условий будут определены на стадии ООБ на основе выполнения соответствующих НИОКР по обеспечению ядерной и радиационной безопасности при проведении ТТО с топливом на АС.

3.6 Анализы запроектных аварий (без разработки мер по управлению запроектными авариями)

В этом подразделе представлены некоторые наиболее показательные примеры анализов запроектных аварий, выполненных по консервативным (огигающим) сценариям для обоснования безопасности АС.

3.6.1 Отказ всех источников электроснабжения переменного тока на 8 и 24 ч (ЗПА без плавления топлива)

3.6.1.1 Описание последовательности событий и работы систем

Отказ всех источников электроснабжения переменного тока на 8 и 24 ч происходит в результате обесточивания блока АС и постулированного отказа всех дизель-генераторов.

Рассматриваемый режим относится к запроектным авариям (без плавления топлива).

Режим рассматривается для подтверждения способности систем, предназначенных для управления запроектными авариями, выполнить свои функции без нарушения приемочных критериев, установленных в проекте.

В результате исходного события происходит отключение всех ГЦНА, закрытие стопорных клапанов турбогенератора, прекращение подачи питательной воды в парогенераторы. По факту обесточивания секций систем безопасности и отказа на запуск дизель-генераторов и САР ПГ, имеющих место вследствие исходного события, запускаются в работу СПОТ ПГ, через которые отводится остаточное тепло реактора.

В расчетном анализе рассматриваемого режима исходные данные и допущения приняты в реалистическом приближении.

При проведении расчетов не учитывались организованные и неорганизованные протечки.

При проведении расчетного анализа принимается, что в результате исходного события не работают следующие системы безопасности и системы нормальной эксплуатации:

- ПЗ1, ПЗ2, УПЗ, АРМ, РОМ;
- БРУ-К;
- основные питательные насосы, ВПЭН;
- ТЭН КД, впрыск в КД;
- система продувки-подпитки и борного регулирования;
- САПР;
- САР ПГ.

Как следствие обесточивания в расчете также не учитывалась работа БРУ-СН, БРУ-Д, БРУ-ТФУ.

Срабатывание аварийной защиты реактора происходит по сигналу обесточивания более двух ГЦНА с задержкой 1,9 с (1,4 с – логиче-

ская задержка, 0,5 с – время прохождения сигнала по цепям управления СУЗ).

При срабатывании АЗ учитывается застревание в верхнем положении одного ПС СУЗ с максимальной эффективностью.

Начальные и граничные условия, используемые в данном анализе, приняты на основе исходных данных, представленных в разделе 15.4 ООБ.

Принятые в расчете теплогидравлические исходные данные выбраны номинальными, чтобы обеспечить, таким образом, реалистичность расчета условий охлаждения активной зоны. При проведении расчета принято реалистическое аксиальное распределение энерговыделений в активной зоне. Предварительный расчет показал, что профиль энерговыделения по высоте активной зоны с максимумом посередине активной зоны более неблагоприятен с точки зрения условий охлаждения активной зоны. Поэтому анализ выполнен для этого профиля. Радиальный коэффициент неравномерности энерговыделений между твэлами принят без учета инженерного коэффициента запаса по линейной нагрузке твэлов и равным реалистическому максимальному значению относительной мощности твэлов в активной зоне. Остальные нейтронно-физические данные приняты консервативно с точки зрения основного для рассматриваемого режима приемочного критерия – критерия аварийного охлаждения активной зоны.

Расчёт выполнен до момента достижения параметрами реакторной установки стабильного состояния и прекращения сброса пара через паросбросные устройства второго контура.

Величины основных режимных параметров РУ в исходном состоянии отклонений приведены в таблице 3.16.

Таблица 3.16 – Основные параметры реакторной установки

Параметр	Значение
Тепловая мощность реактора, МВт	3200
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	88000
Давление теплоносителя на выходе из активной зоны, МПа, абсолютное	16,2
Температура теплоносителя на входе в реактор, °С	298,2
Давление пара в паровом коллекторе парогенератора, МПа	7,0
Температура питательной воды, °С	225,0

При проведении расчета величины уставок и блокировок на срабатывание систем и оборудования выбраны номинальными.

В таблице 3.17 приведена хронологическая последовательность событий при отказе всех источников электроснабжения переменного тока на 8 и 24 ч – срабатывание систем и устройств, а также блокировки и уставки, вызывающие это срабатывание в рассматриваемом режиме.

Таблица 3.17 – Хронологическая последовательность событий

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
0,0	Обесточивание АС. Как следствие не работают ПЗ1, ПЗ2, УПЗ, АРМ, РОМ, обесточиваются все ГЦНА, отключаются основные питательные насосы, начинают закрываться стопорные клапаны турбины, обесточиваются ТЭН КД, не работает впрыск в КД, не работают БРУ-К, ВПЭН, система подпитки и борного регулирования	Исходное событие
0,6	Стопорные клапаны турбины закрыты	В расчете время закрытия стопорных клапанов турбины вследствие обесточивания АС принято равным 0,6 с
1,0	Полностью прекратилась подача питательной воды в парогенераторы	В расчете принято, что подача питательной воды в парогенераторы по факту обесточивания прекращается за 1,0 с
1,9	Начало падения стержней АЗ Незапуск ДГ. Как следствие незапуска ДГ, не происходит ступенчатое подключение систем безопасности, включая САР ПГ	По факту обесточивания более двух ГЦНА. Логическая задержка на формирование сигнала на срабатывание АЗ составляет 1,4 с. Время прохождения сигнала в управляющих цепях, принятое в расчете, составляет 0,5 с

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
7,5	Начинают открываться БРУ-А. В дальнейшем они работают в режиме поддержания давления второго контура	Давление на выходе из коллектора пара ПГ достигает уставки на открытие БРУ-А – 7,7 МПа
30,0	Начало срабатывания СПОТ ПГ	По факту незапуска ДГ с задержкой 30 с
3378,0	Все БРУ-А закрыты	Давление в паропроводах ПГ менее давления закрытия – 6,95 МПа
24000,0	Окончание счета	В расчете не рассматриваются все 24 ч процесса, так как уже на 5000 с видно, что СПОТ обеспечивает отвод остаточных тепловыделений активной зоны. В дальнейшем параметры РУ изменяются незначительно с точки зрения выполнения приемочных критериев. С 10000 с протекания режима параметры установки стабилизируются за счет работы СПОТ в режиме поддержания давления в ПГ

3.6.1.2 Критерии оценки безопасности

Анализ безопасности рассматриваемого режима выполнен для подтверждения способности систем, предназначенных для управления запроектными авариями, выполнить свои функции без нарушения приемочных критериев, установленных в проекте. Обоснование безопасности РУ в данном режиме проводится на основе анализа выполнения следующих приемочных критериев:

- давление в системе теплоносителя первого контура и паропроводах парогенераторов не должно превышать расчётное более чем на 15 %, то есть давление первого и второго контуров не должно превышать 20,290 и 9,315 МПа соответственно;
- 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;

– критерии аварийного охлаждения активной зоны:

- 1) наивысшая температура оболочки, достигаемая в аварийных условиях, не превышает 1200 °С;
- 2) глубина локального окисления оболочки не превышает 18 % от исходной толщины оболочки;
- 3) количество водорода, получаемого при взаимодействии оболочек с теплоносителем, не должно превышать 1 % от максимально возможного количества, которое выделилось бы, если бы все сечение оболочки твэлов, окружающей топливные таблетки, полностью прореагировало с водой и превратилось в ZrO_2 ($Zr + 2H_2O = ZrO_2 + 2H_2$). При анализе реального количества выделяемого водорода необходимо принимать во внимание все реакции, приводящие к образованию водорода;
- 4) 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;
- 5) плавление регулирующих стержней не допускается;
- 6) перемещение регулирующих стержней в реакторе не должно нарушаться из-за возможных деформаций в топливных сборках, регулирующих стержнях и внутриреакторных устройствах;
- 7) взаимодействие между различными компонентами ТВС не должно приводить к плавлению этих компонентов;
- 8) должно быть достигнуто безопасное состояние активной зоны, так, чтобы были созданы условия для поддержания реактора в подкритическом состоянии, его расхолаживания в выключенном состоянии после аварии, а также для демонтажа активной зоны и внутриреакторных устройств.

3.6.1.3 Анализ результатов расчета

На рисунках 3.47–3.72 представлены результаты расчета режима отказа всех источников электроснабжения переменного тока на 8 и 24 ч.

При отказе всех источников электроснабжения переменного тока в результате обесточивания отключаются ГЦНА, закрываются стопорные клапаны турбины, прекращается подача питательной воды в парогенераторы, отключается подпитка-продувка первого контура, не работают ТЭН КД, впрыск в КД, БРУ-К. По факту обесточивания

более двух ГЦНА с задержкой 1,9 с срабатывает АЗ. По факту обесточивания секций систем безопасности на 1,9 с должны начаться запуск ДГ и ступенчатое подключение систем безопасности. Однако, вследствие исходного события имеет место отказ на запуск ДГ. Закрытие стопорных клапанов турбины приводит к росту давления второго контура и срабатыванию БРУ-А на парогенераторах, в дальнейшем БРУ-А работают в режиме поддержания давления. По факту обесточивания секций систем безопасности и отказу на запуск ДГ с задержкой 30 с начинают работать СПОТ парогенераторов. Выход СПОТ на проектные параметры и снижение остаточных тепловыделений в активной зоне приводит к снижению давления и закрытию БРУ-А по факту достижения соответствующей уставки. Уровень котловой воды в ПГ после некоторого уменьшения в результате сброса пара через БРУ-А стабилизируется благодаря работе СПОТ.

После отключения ГЦНА и окончания их выбега устанавливается естественная циркуляция теплоносителя первого контура.

Масса пара, выброшенного через паросбросные устройства второго контура до момента их закрытия, составляет 46,89 т.

Оценка приемочных критериев проводилась путем сравнения значений параметров, определенных в результате расчетного анализа, с приемочными критериями, принятыми в проекте для рассматриваемого исходного события.

Давление в системе теплоносителя первого контура и паропроводах ПГ не должно превышать расчетное более, чем на 15 %, то есть давление первого и второго контуров не должно превышать 20,290 и 9,315 МПа соответственно.

Результаты показывают, что максимальное давление первого и второго контуров не превышает 115 % от расчетного и равно 16,84 и 8,7 МПа, соответственно. Таким образом, предельные значения давления первого и второго контуров не достигаются, и приемочный критерий выполняется.

Не должно происходить даже локального плавления топлива. Температура плавления твэла составляет 2540 °С для «выгоревшего» топлива и 2840 °С для «свежего» топлива. Температура плавления твэга составляет соответственно 2260 и 2300 °С.

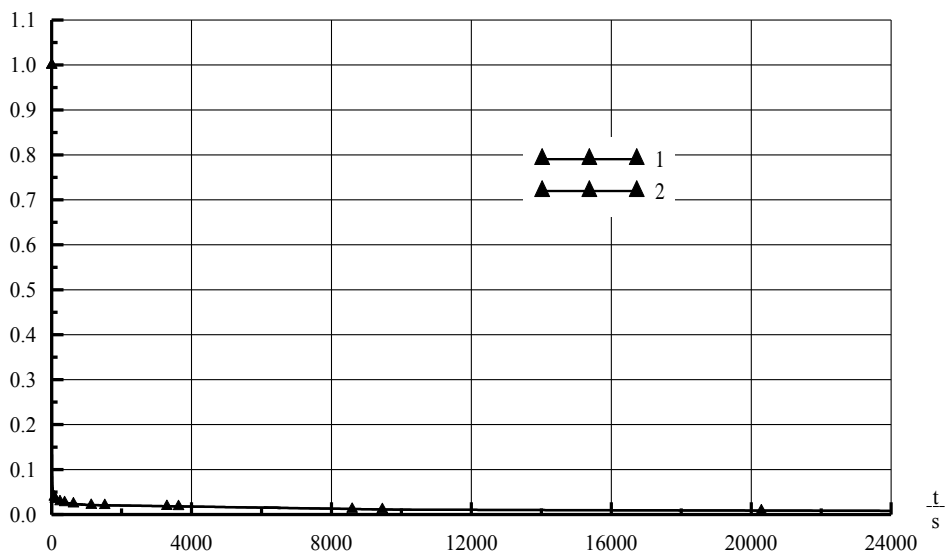
Максимальная величина температуры топлива не превышает начального значения равного 1650 °С, что не превышает критери-

ального значения и, таким образом, приемочный критерий выполняется.

Критерии аварийного охлаждения активной зоны не нарушаются. Минимальный коэффициент запаса до кризиса теплоотдачи в рассмотренном режиме составляет 2,0, то есть больше 1,0 с вероятностью более 95 %. Температура оболочки твэл не превышает 352,4 °С, что меньше 1200 °С. Максимальная величина температуры топлива не превышает 1650 °С. Максимальная радиально-усредненная энтальпия топлива не превышает 403,8 Дж/г. Таким образом, нет условий для окисления оболочек твэлов, а также для образования водорода. Нет условий для плавления регулирующих стержней и для деформации топливных сборок и твэлов.

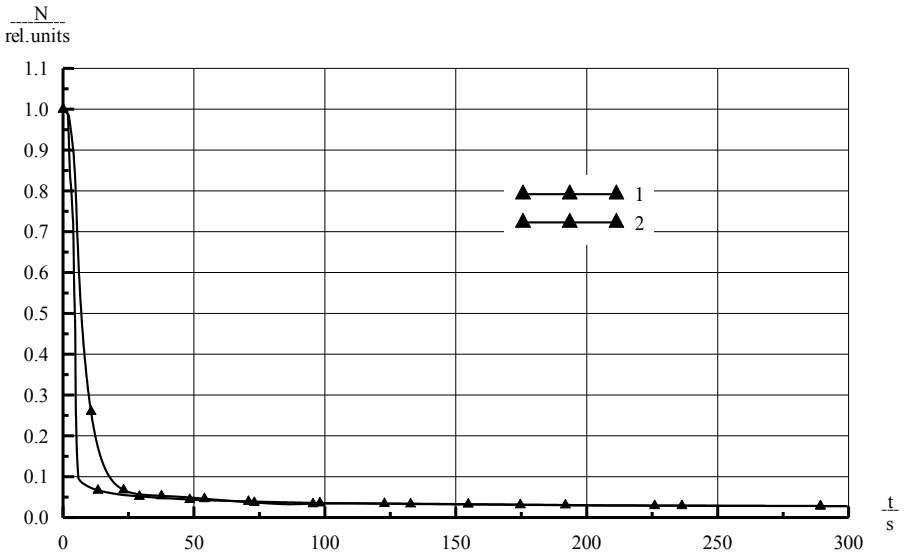
Радиологические последствия данного исходного события рассматриваются в разделе 15.7 ООБ.

$\frac{N}{\text{rel. units}}$



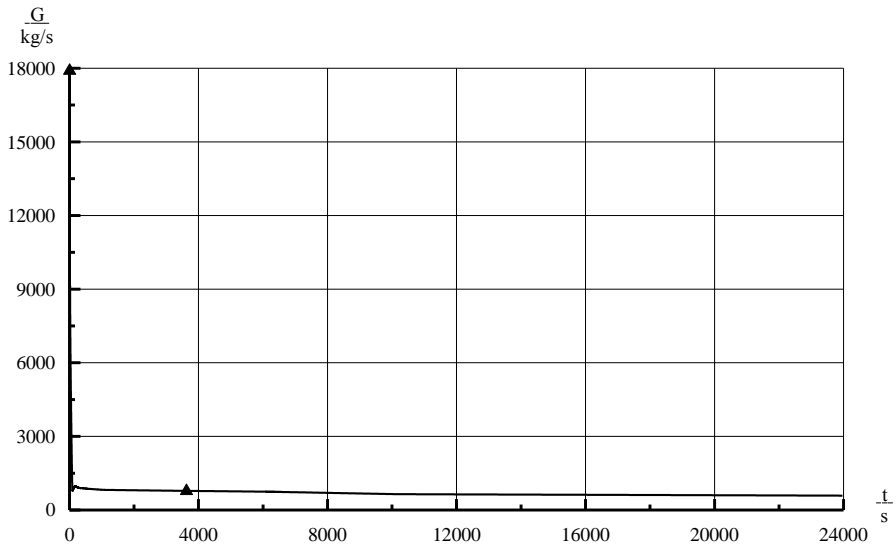
- 1 – относительная мощность тепловыделений активной зоны
- 2 – относительный тепловой поток в активной зоне

Рисунок 3.47 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



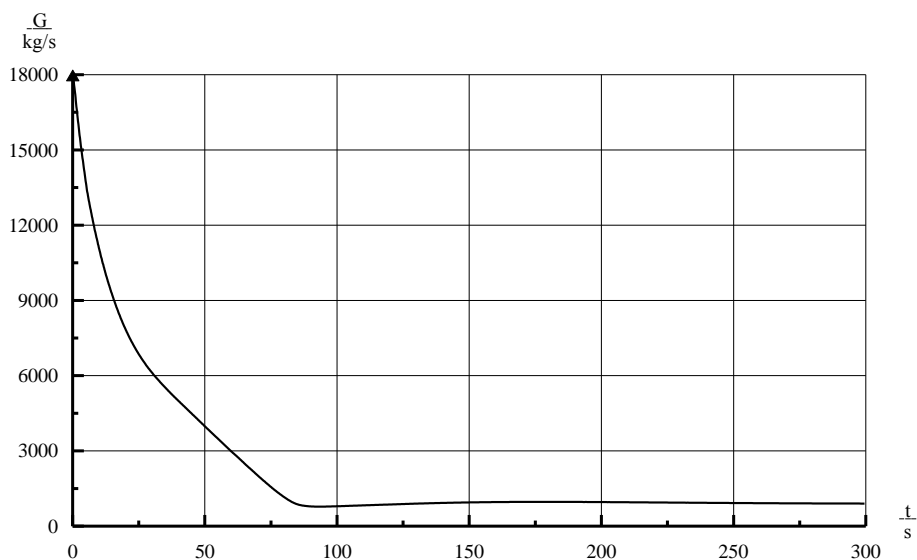
1 – относительная мощность тепловыделений активной зоны
 2 – относительный тепловой поток в активной зоне

Рисунок 3.48 – Потеря всех источников
 электроснабжения переменного тока



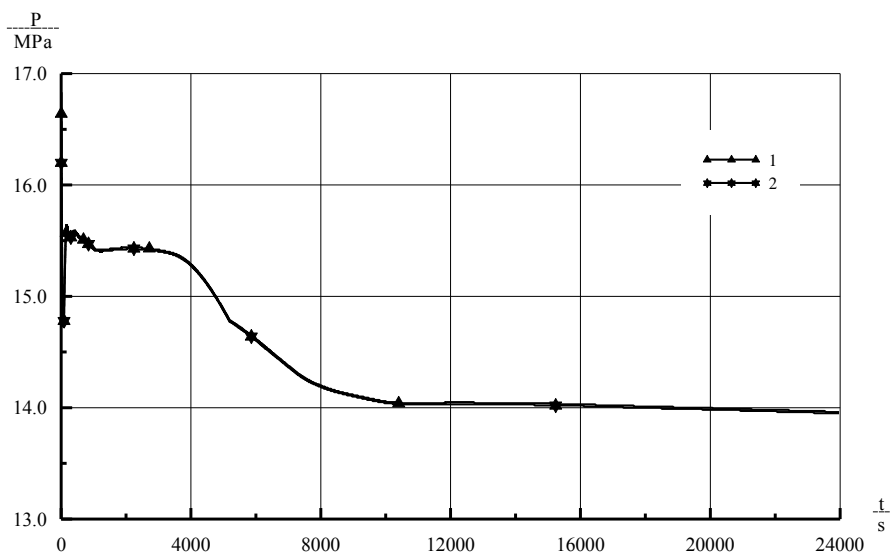
1 – расход теплоносителя на входе в активную зону
 2 – расход теплоносителя на выходе из активной зоны

Рисунок 3.49 – Потеря всех источников
 электроснабжения переменного тока



1 – расход теплоносителя на входе в активную зону
 2 – расход теплоносителя на выходе из активной зоны

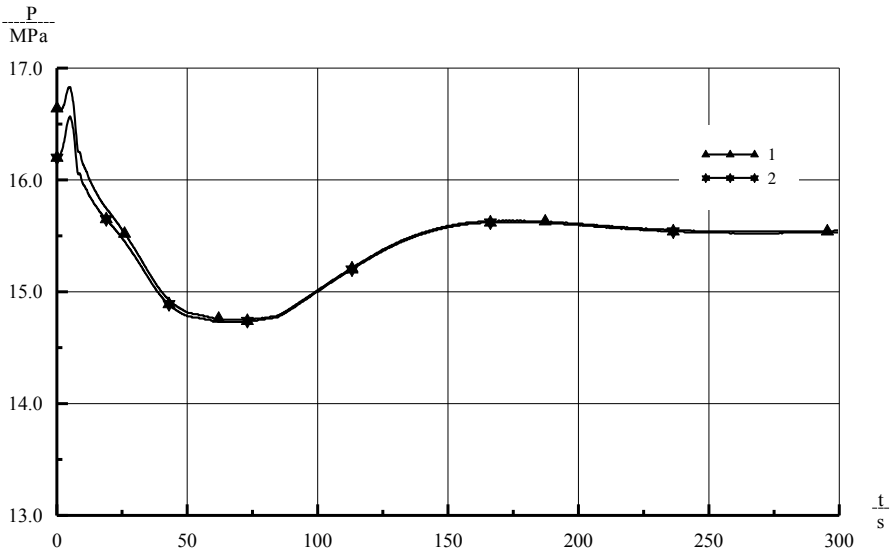
Рисунок 3.50 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



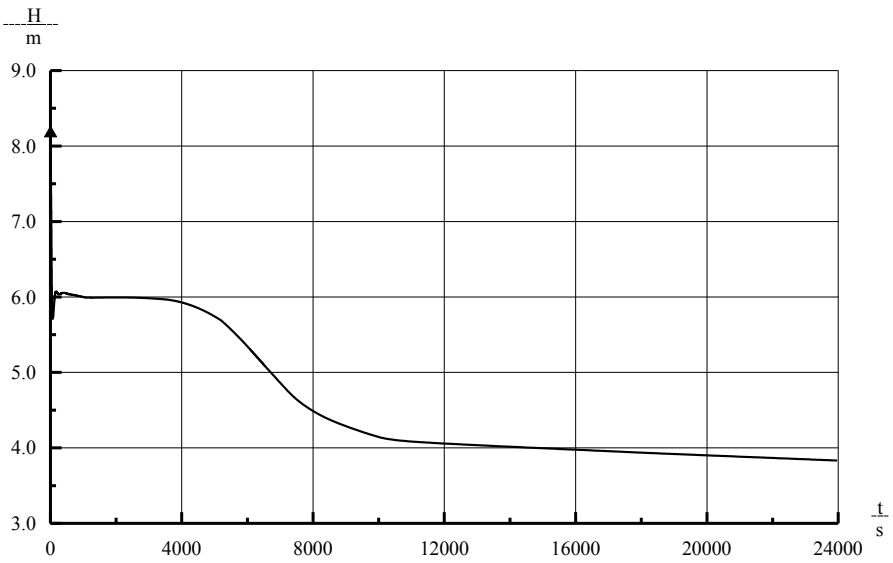
1 – давление на входе в реактор

2 – давление на выходе из реактора

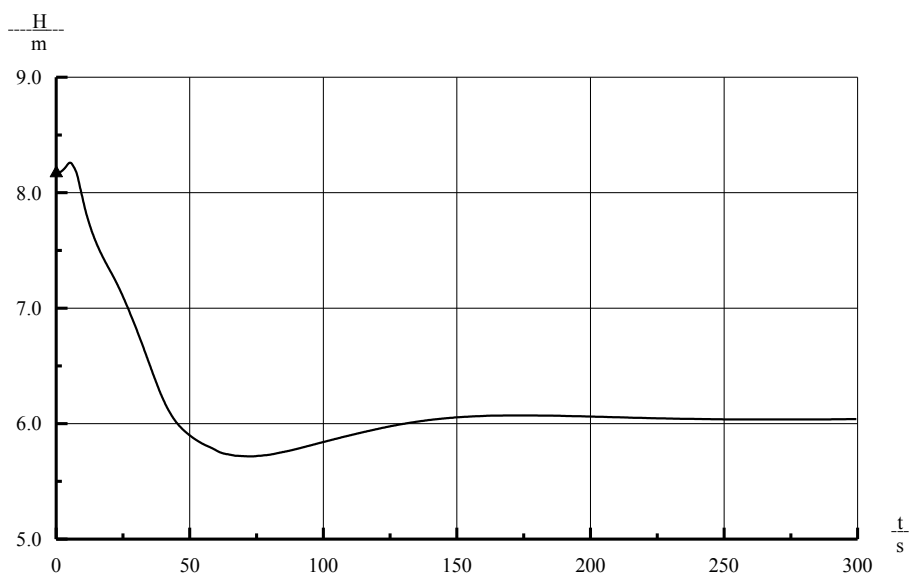
Рисунок 3.51 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



1 – давление на входе в реактор
 2 – давление на выходе из реактора
 Рисунок 3.52 – Потеря всех источников
 электроснабжения переменного тока

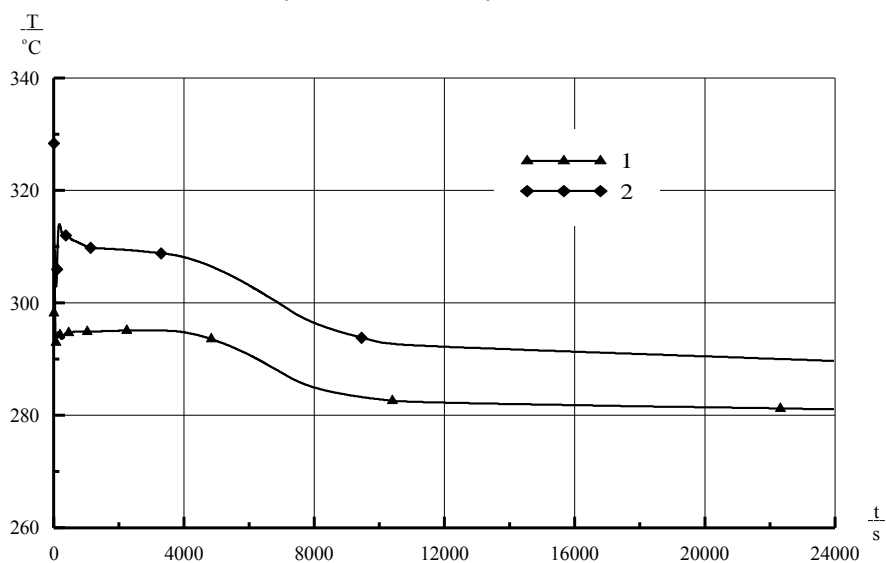


Уровень теплоносителя в КД
 Рисунок 3.53 – Потеря всех источников
 электроснабжения переменного тока



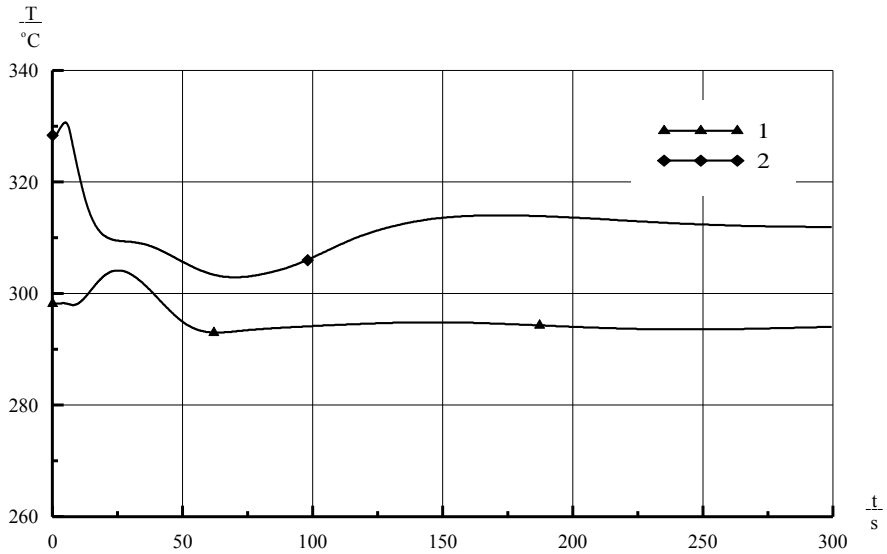
Уровень теплоносителя в КД

Рисунок 3.54 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



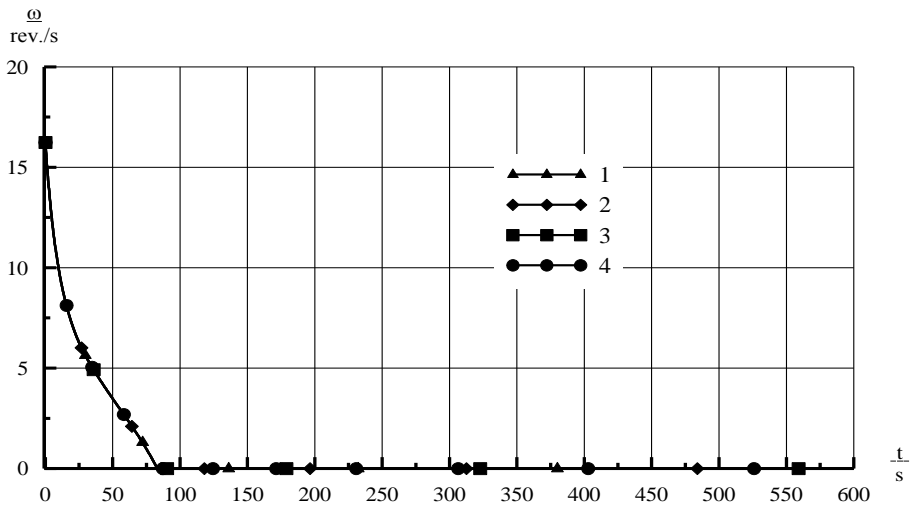
1 – температура теплоносителя на входе в реактор
2 – температура теплоносителя на выходе из реактора

Рисунок 3.55 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



1 – температура теплоносителя на входе в реактор
 2 – температура теплоносителя на выходе из реактора

Рисунок 3.56 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



1 – 4 – частота вращения ГЦНА 1–4

Рисунок 3.57 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока

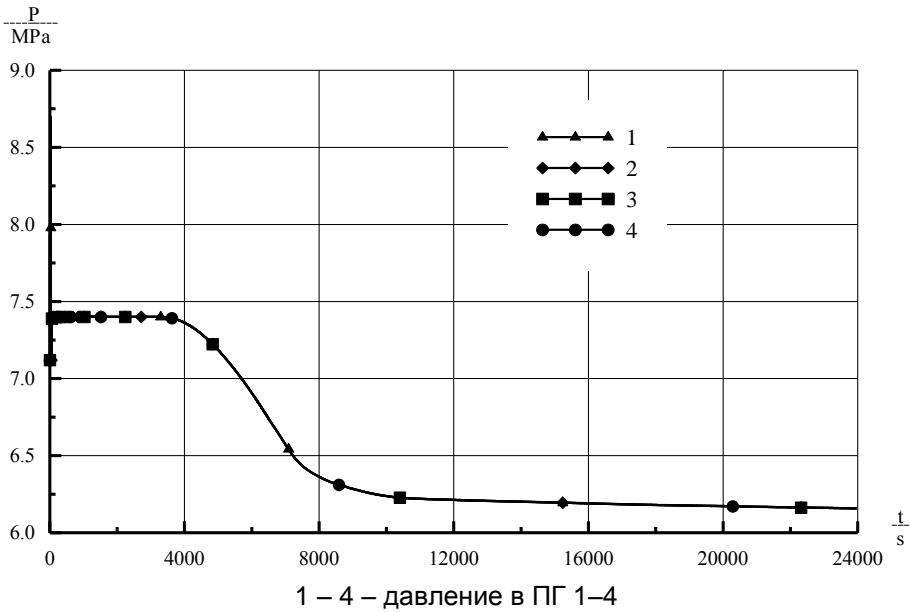


Рисунок 3.58 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока

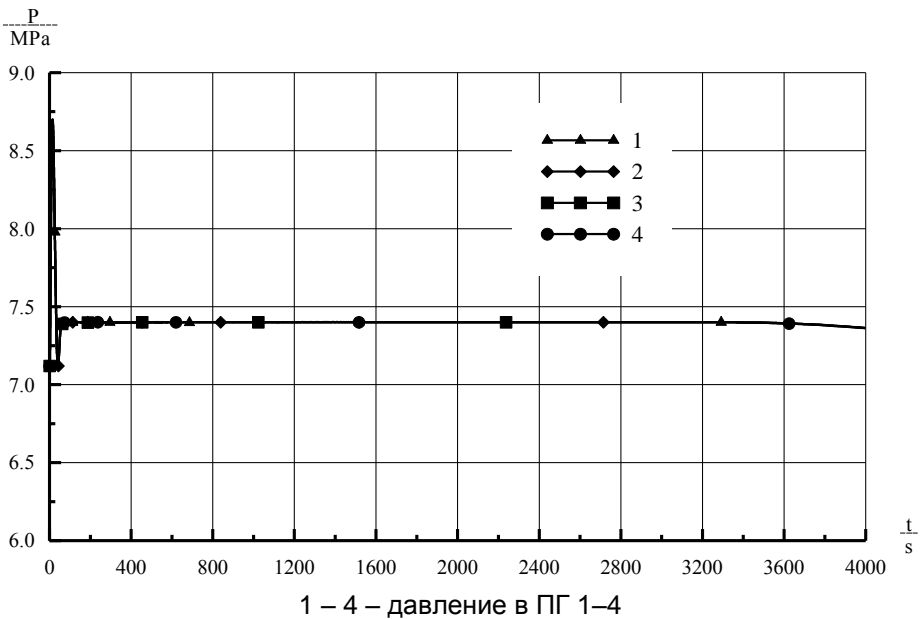


Рисунок 3.59 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока

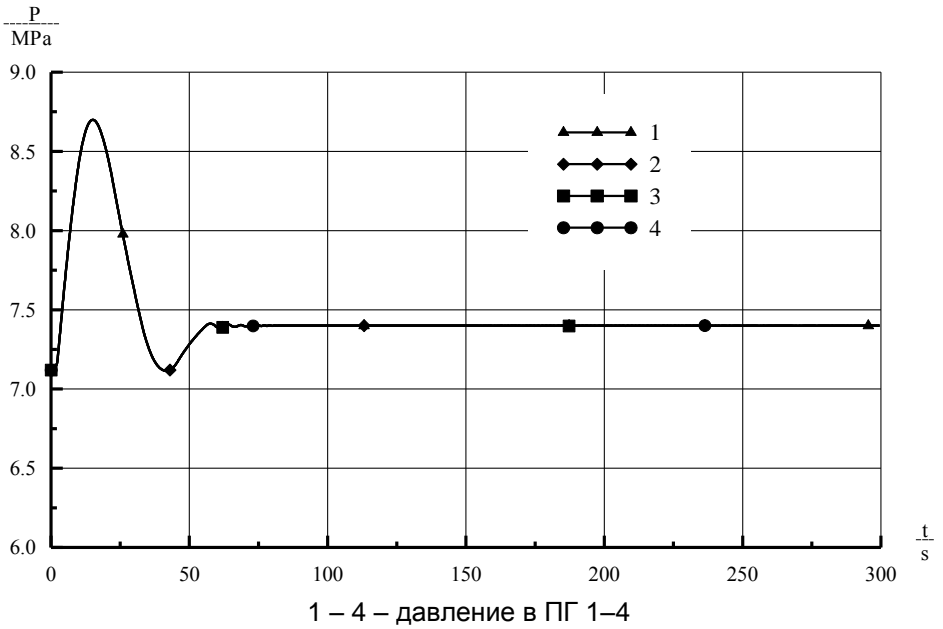


Рисунок 3.60 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока

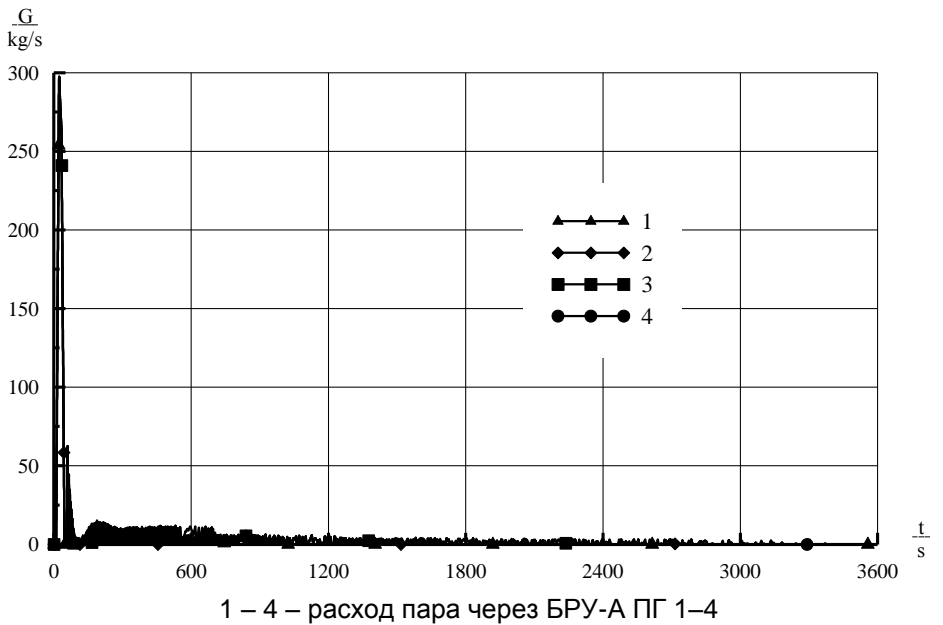
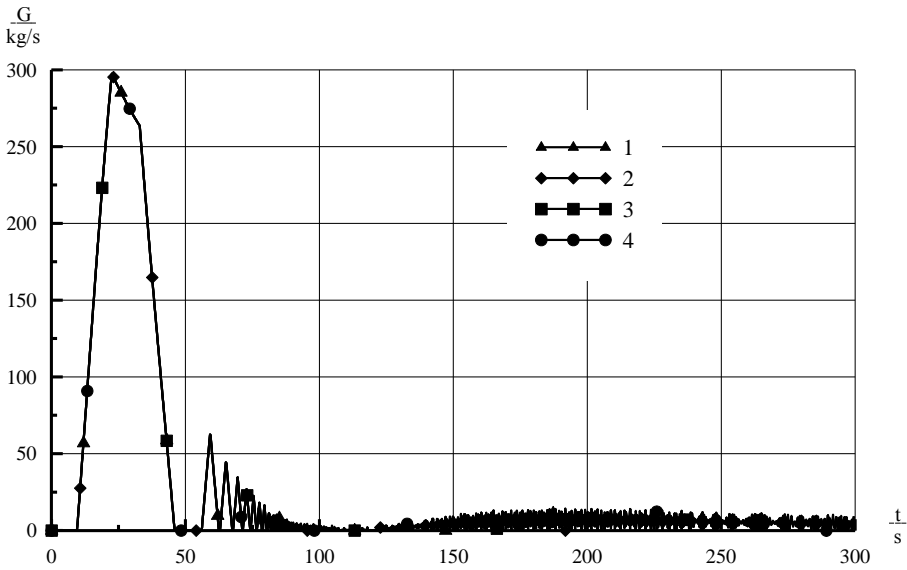
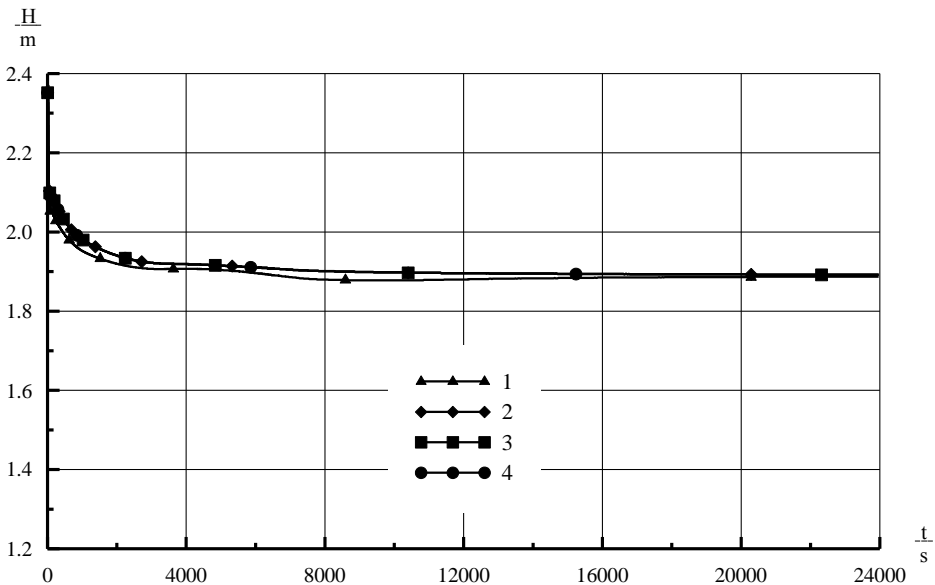


Рисунок 3.61 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



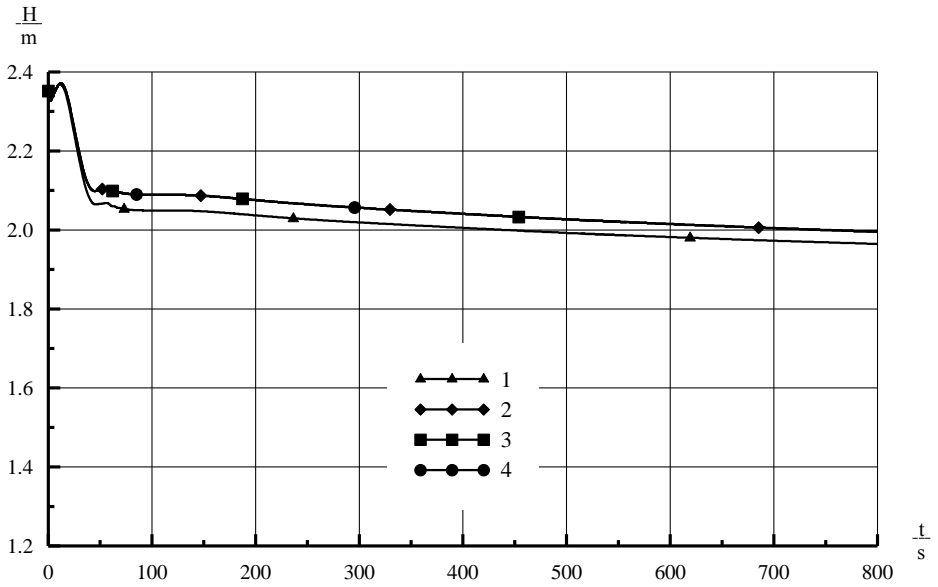
1 – 4 – расход пара через БРУ-А ПГ 1–4

Рисунок 3.62 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



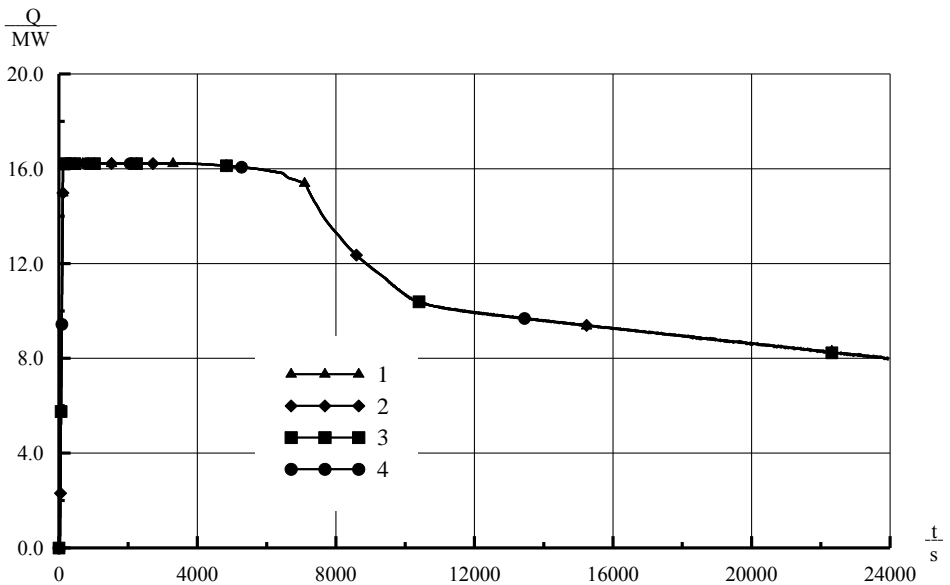
1 – 4 – уровень теплоносителя в ПГ 1–4

Рисунок 3.63 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



1 – 4 – уровень теплоносителя в ПГ 1–4

Рисунок 3.64 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



1 – 4 – мощность СПОТ ПГ 1–4

Рисунок 3.65 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока

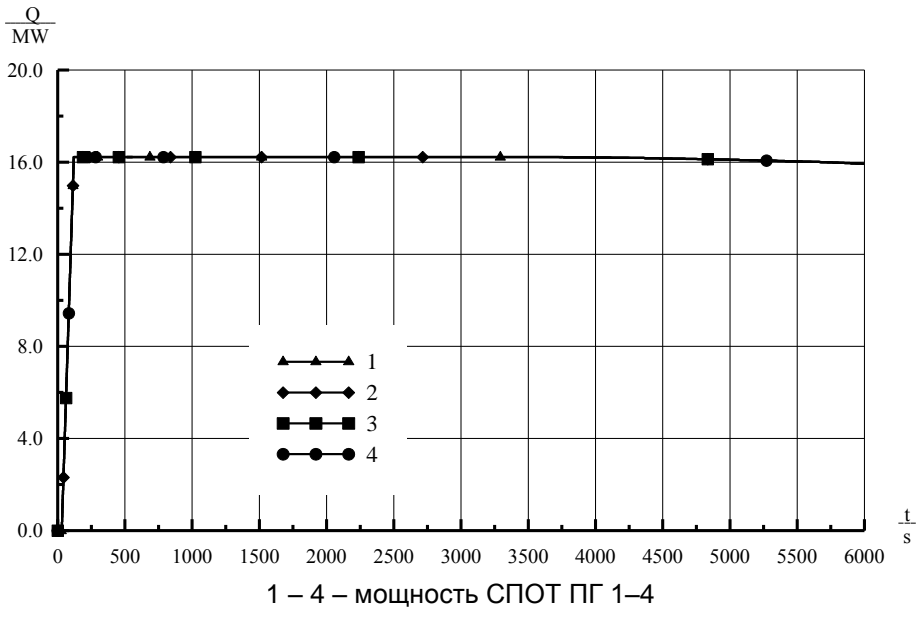
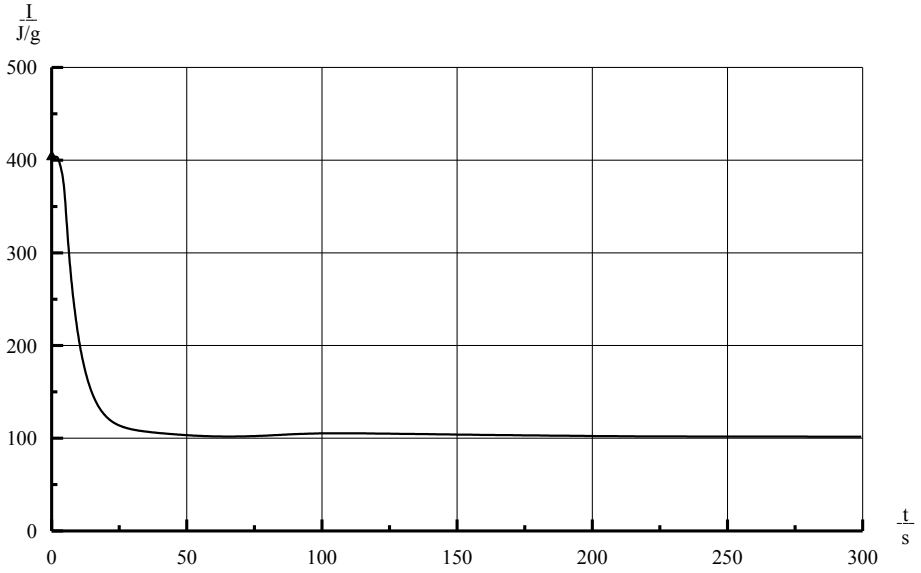
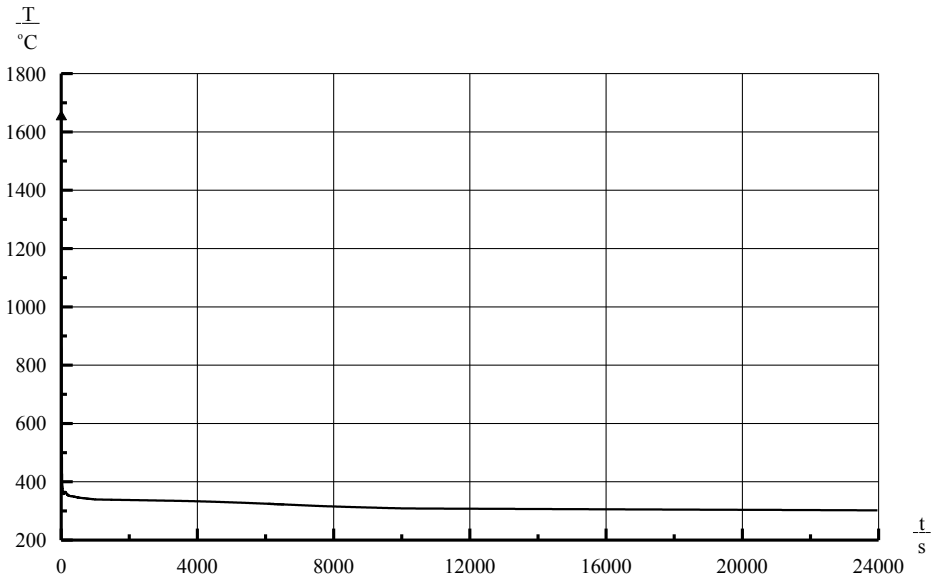


Рисунок 3.66 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



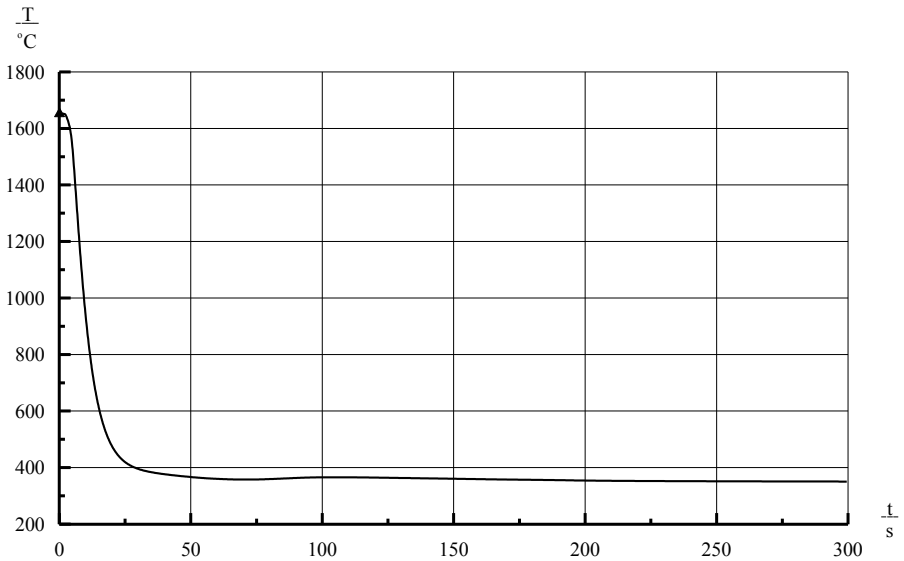
Максимальная радиально-усредненная энтальпия топлива

Рисунок 3.67 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



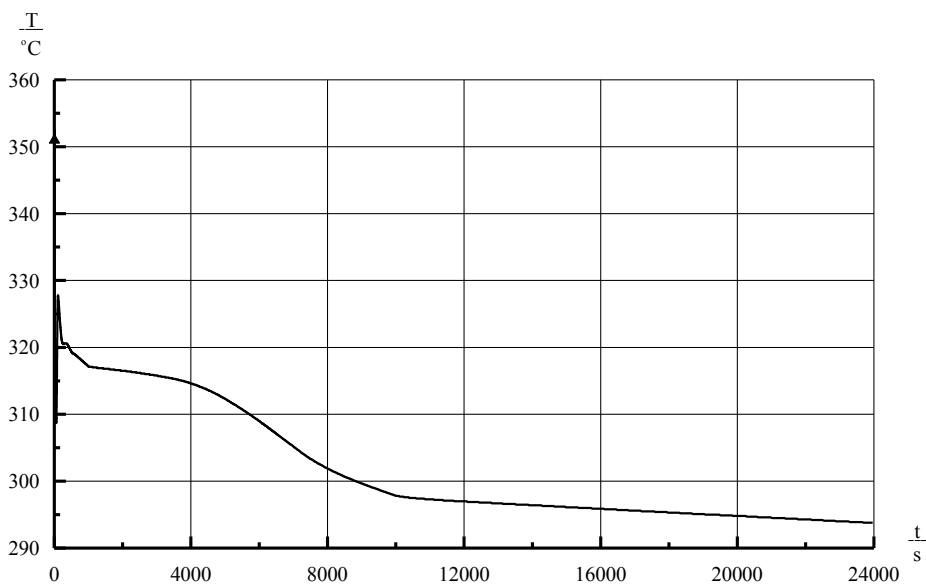
Максимальная температура топлива

Рисунок 3.68 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



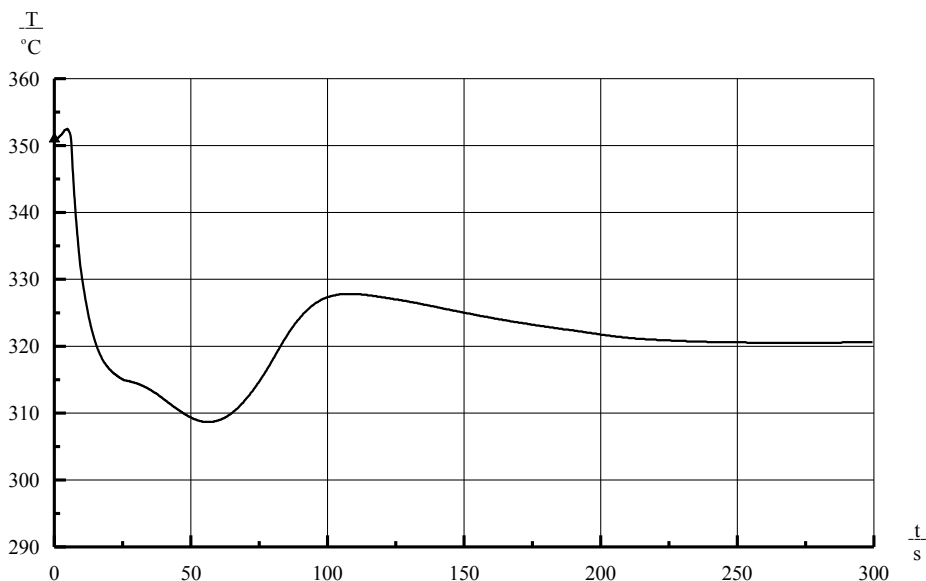
Максимальная температура топлива

Рисунок 3.69 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



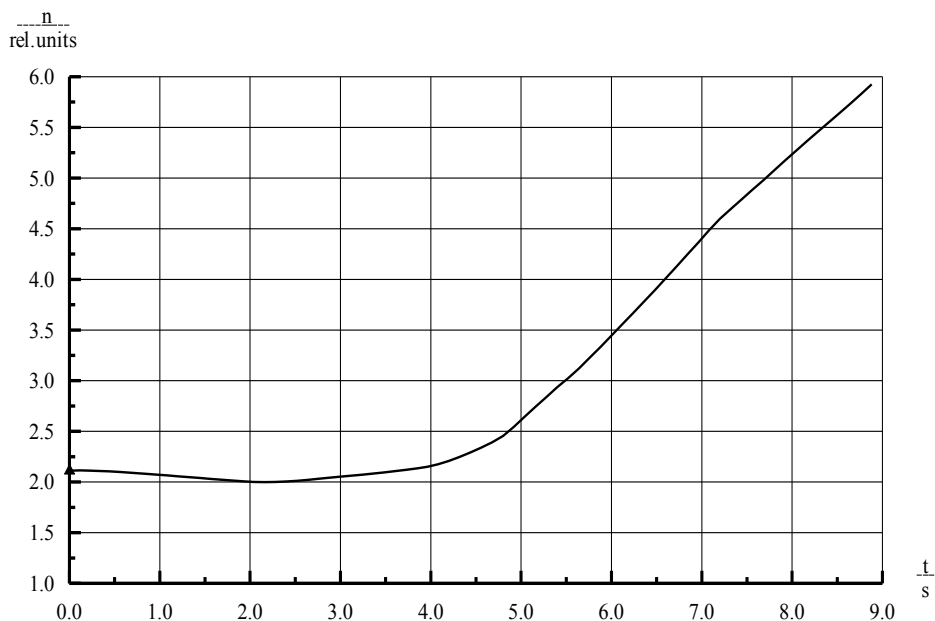
Максимальная температура оболочек твэлов

Рисунок 3.70 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



Максимальная температура оболочек твэлов

Рисунок 3.71 – Потеря всех источников электроснабжения переменного тока



Минимальный запас до кризиса теплоотдачи

Рисунок 3.72 – Потеря всех источников
электропитания переменного тока

3.6.1.4 Заключение

В данном разделе представлен теплогидравлический анализ режима отказа всех источников переменного тока на 8 и 24 ч.

Результаты проведенного анализа показывают, что:

- защитные автоматические действия систем безопасности переводят реакторную установку в безопасное состояние;
- теплогидравлические приемочные критерии, характеризующие безопасность РУ в рассмотренном режиме, выполняются.

3.6.2 Потеря электропитания переменным током собственных нужд от внутренних и внешних по отношению к АС источников (ЗПА с плавлением топлива)

3.6.2.1 Причины и описание события

Исходным событием является потеря всех источников электропитания переменного тока. В качестве отказа принято незакры-

тие после открытия всех БРУ-А и незакрытие изолирующей задвижки перед БРУ-А на всех четырех парогенераторах.

Исходное событие приводит к зависимому отказу системы нормального отвода тепла через конденсатор турбины. После останова турбины (закрытия стопорного клапана турбины) происходит рост давления во втором контуре и открытие паросбросных устройств на парогенераторах. Течь четырех паропроводов в неизолируемой от ПГ части вследствие незакрытия ПСУ приводит к оголению трубки ПГ, последующему зависимому отказу САР и СПОТ ПГ и полной потере отвода остаточных тепловыделений через второй контур.

3.6.2.2 Результаты расчета

В расчетном анализе рассматриваемого режима исходные данные и допущения приняты в реалистическом приближении. При проведении расчетного анализа принимается, что в результате исходного события не работают следующие системы:

- ПЗ, УПЗ, АРМ, РОМ;
- БРУ-К;
- основные и вспомогательные питательные насосы;
- ТЭН КД; впрыск в КД;
- система продувки-подпитки первого контура.

Дополнительно принимается отказ одного ДГ, что приводит к зависимому отказу одного канала САПР.

Срабатывание аварийной защиты реактора происходит по сигналу обесточивания более двух ГЦНА с задержкой 1,9 с (1,4 с – логическая задержка, 0,5 с – время прохождения сигнала по цепям управления СУЗ).

Основные результаты расчета в виде графиков изменения теплофизических параметров РУ приведены на рисунках 3.73–3.91.

В таблице 3.18 приведена хронологическая последовательность событий (срабатывание систем и устройств), а также блокировки и уставки, вызывающие это срабатывание для рассматриваемого аварийного режима.

Таблица 3.18 – Последовательность срабатывания систем и устройств

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
0,0	Обесточивание АС: – отключение всех ГЦНА; – отключение всех основных питательных насосов; – обесточивание ТЭН КД; – потеря вакуума в конденсаторе турбины; – отключение системы продувки-подпитки первого контура	Исходное событие и вызванное им отключение оборудования
0,6	Закрытие стопорных клапанов турбины	Вследствие исходного события
1,4	Формирование сигнала на запуск дизель-генератора	Вследствие исходного события с логической задержкой на формирование сигнала 1,4 с
1,9	Срабатывание аварийной защиты реактора; запуск дизель-генераторов	Вследствие формирования сигнала на срабатывание АЗ с задержкой 0,5 с
5	Начало открытия БРУ-А	Достижение уставки 7,7 МПа на открытие БРУ-А
30	Отказ на закрытие БРУ-А	Достижение уставки 6,95 МПа на закрытие БРУ-А
6240	Первое открытие ИПУ КД	Достижение уставки 18,1 МПа на открытие ИПУ КД
9850	Начало разогрева активной зоны	Вследствие снижения уровня теплоносителя
10120	Начало действий оператора: – объединение по линии сдувок реактора, КД и коллекторов парогенераторов;	Действия оперативного персонала

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
	– открытие линии аварийного газоудаления	
10770	Начало подачи борного раствора в первый контур насосами САОЗ	Давление в первом контуре становится ниже 7,78 МПа
11040	Срабатывание гидроемкостей САОЗ (начало подачи борного раствора в первый контур)	При давлении в первом контуре ниже давления в гидроемкостях
23000	Завершение расчета	Стабилизация параметров в первом контуре

В результате исходного события на 0 с начинается выбег ГЦНА, происходит останов питательных насосов, закрываются стопорные клапаны ТГ, отключается электроснабжение системы компенсации давления, системы подпитки-продувки, не работают БРУ-К.

Сигнал на срабатывание аварийной защиты поступает на 1,9 с от момента начала аварии по факту обесточивания двух и более ГЦНА.

По факту обесточивания секций систем безопасности на 1,9 с начинается запуск ДГ и ступенчатое подключение систем безопасности.

Закрытие стопорных клапанов турбины приводит к росту давления второго контура и срабатыванию БРУ-А. Открытие БРУ-А на всех четырех паропроводах приводит к снижению давления пара в парогенераторах. Однако, вследствие постулированного исходного события имеет место отказ на закрытие всех четырех БРУ-А. Течь четырех паропроводов в неизолируемой от ПГ части вследствие незакрытия БРУ-А приводит к осушению парогенераторов, последующему зависимому отказу САР и СПОТ ПГ и полной потери отвода остаточных тепловыделений через второй контур.

Прекращение теплоотода через второй контур приводит к увеличению температуры и давления теплоносителя первого контура вплоть до уставки срабатывания ИПУ КД.

Заполнение компенсатора давления приводит к истечению теплоносителя через ИПУ КД в жидкой фазе и, соответственно, увеличению массового расхода выброшенного из контура теплоносителя.

Максимальное значение давления в первом контуре составило 18,5 МПа на 8700 с.

Выброс теплоносителя через ИПУ КД приводит к снижению уровня воды в корпусе реактора и, как следствие, к началу разогрева активной зоны.

Примерно через 2,5 ч от начала аварии температура теплоносителя в СКР превышает величину 673 К. В расчете предполагается, что в этот момент времени начинаются действия оперативного персонала по управлению аварией. Оператор открывает рабочий клапан ИПУ КД и арматуру на линии аварийного газоудаления для обеспечения снижения давления первого контура. Критерием успешности данных действий оперативного персонала является не переход ЗПА в тяжелую стадию.

Открытие рабочего клапана ИПУ КД обеспечивает снижение давления в первом контуре до уставок подключения САОЗ ВД. Дальнейшее снижение давления в реакторе приводит к срабатыванию гидроремкостей первой ступени.

Подпитка первого контура от активной и пассивной частей САОЗ обеспечивает заполнение реактора теплоносителем и снижение температуры оболочек твэлов.

Максимальная температура оболочки твэлов составила 1297 К на 11050 с.

Таким образом, действия персонала по снижению давления первого контура за счет сброса теплоносителя через ИПУ КД и линию аварийного газоудаления явились успешными, так как обеспечили не переход запроектной аварии в тяжелую.

3.6.2.3 Оценка выполнения приемочных критериев

Так как данная авария не переходит в тяжелую, то для нее проведен анализ приемочных критериев, принятых для ЗПА без плавления топлива:

- давление в системе теплоносителя первого контура и паропроводах ПГ не должно превышать расчетное более чем на 15 %, то есть давление первого и второго контуров не должно превышать 20,29 и 9,315 МПа соответственно. Результаты показывают, что

максимальное давление первого и второго контуров не превышает 115 % от расчетного и равно 18,5 и 8,7 МПа, соответственно. Таким образом, предельные значения давления первого и второго контуров не достигаются, и приемочный критерий выполняется;

- топливные таблетки не должны плавиться даже локально (температура менее 2813 К для «выгоревшего» топлива и 3113 К для «свежего» топлива). Анализ поведения температуры твэлов показал, что максимальная величина температуры топлива не превышает 1300 К, что не превышает критериального значения и, таким образом, приемочный критерий выполняется.

3.6.2.4 Радиологические последствия

Радиологические последствия аварии рассматриваются в разделе 15.7 ООБ.

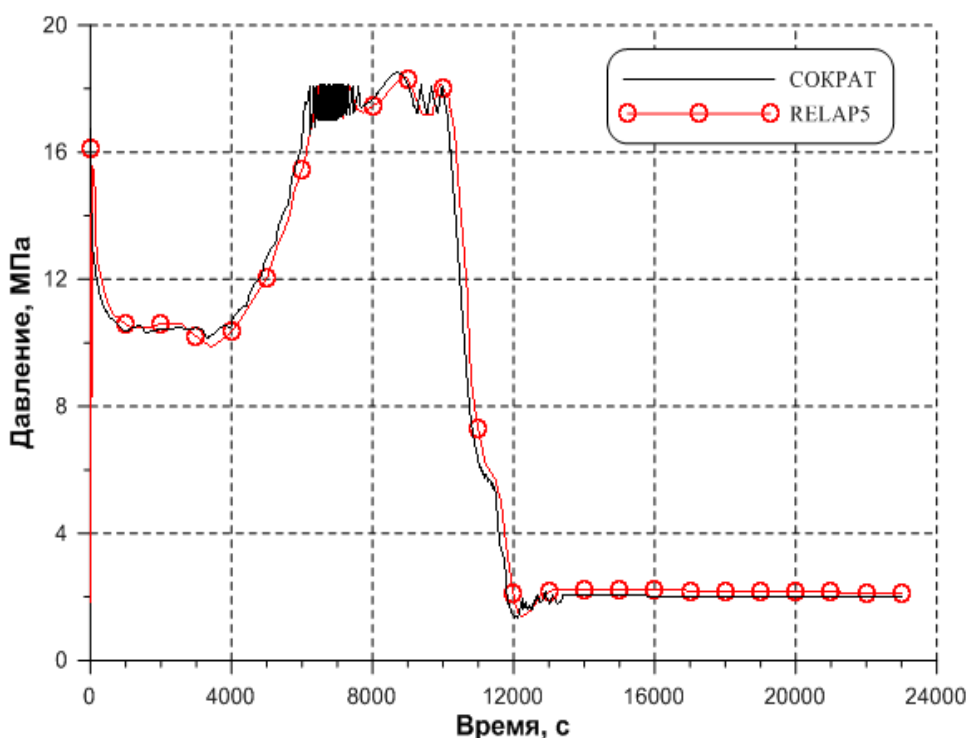


Рисунок 3.73 – Давление над активной зоной

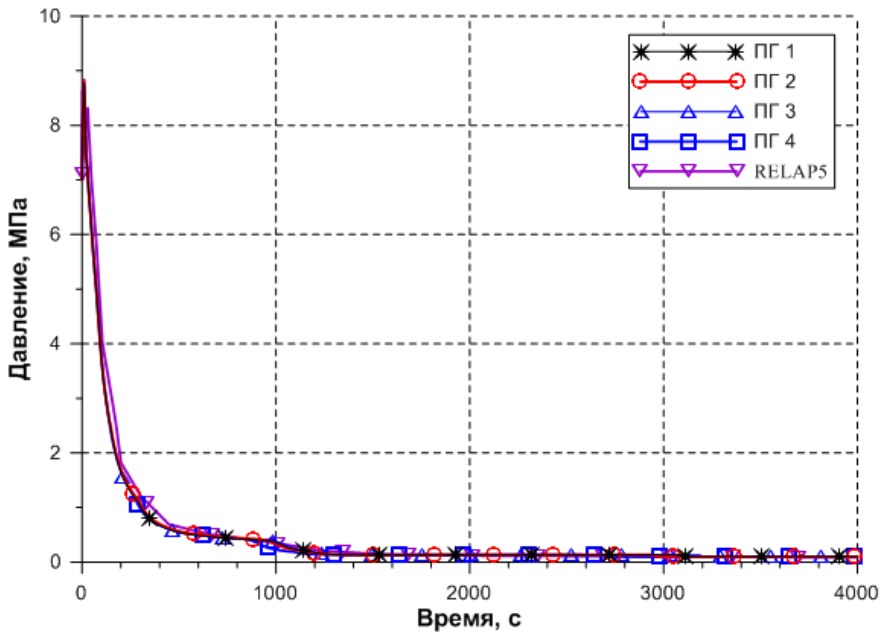


Рисунок 3.74 – Давление в парогенераторах

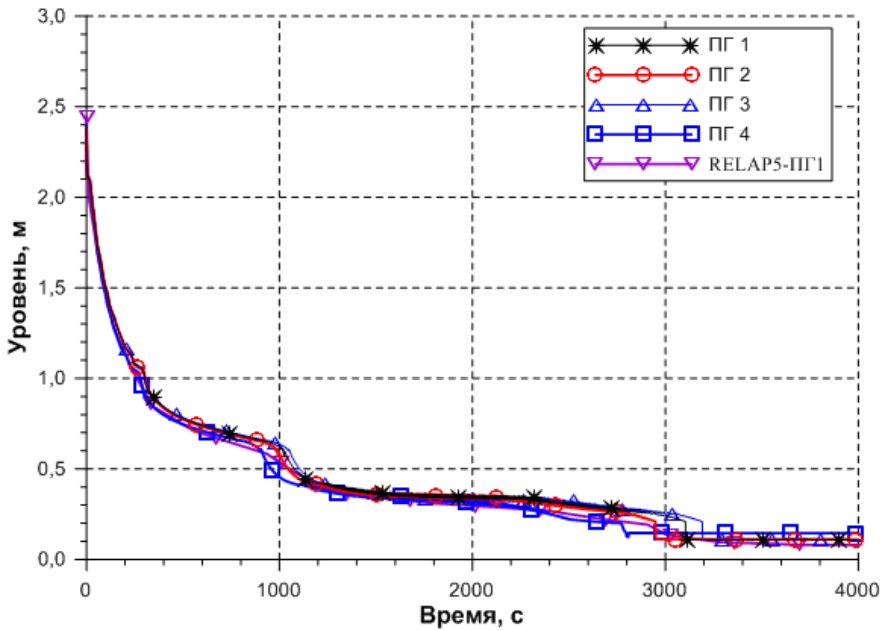


Рисунок 3.75 – Уровень котловой воды в парогенераторах

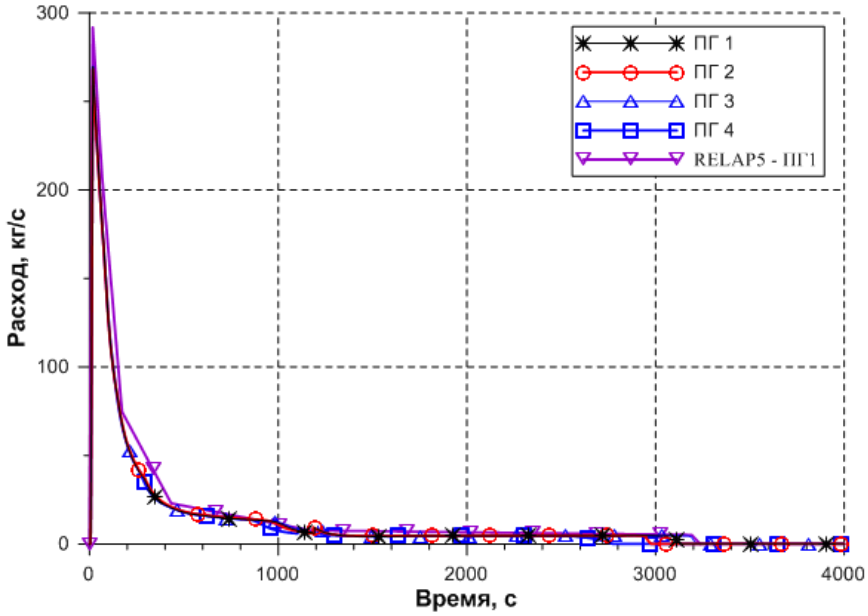


Рисунок 3.76 – Расход через БРУ-А

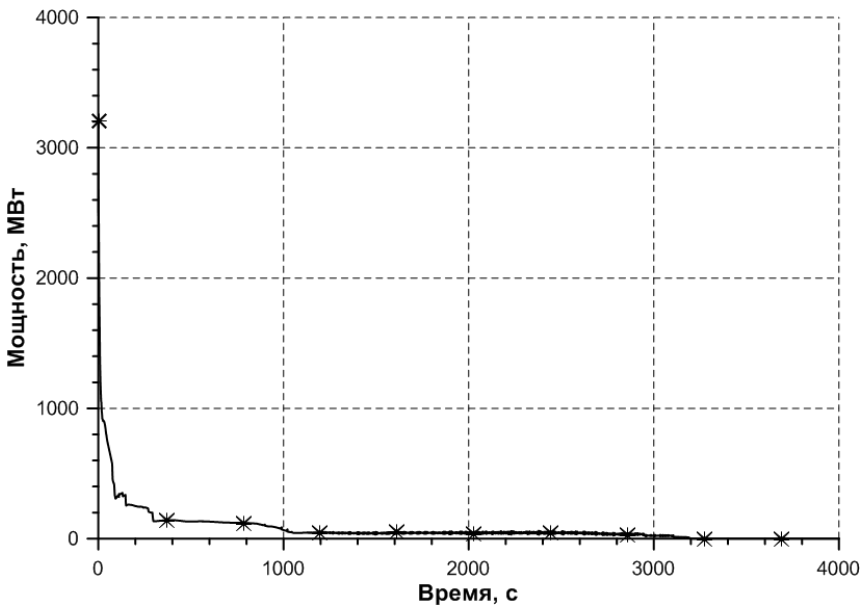


Рисунок 3.77 – Мощность, отводимая ко второму контуру (суммарная мощность ПГ)

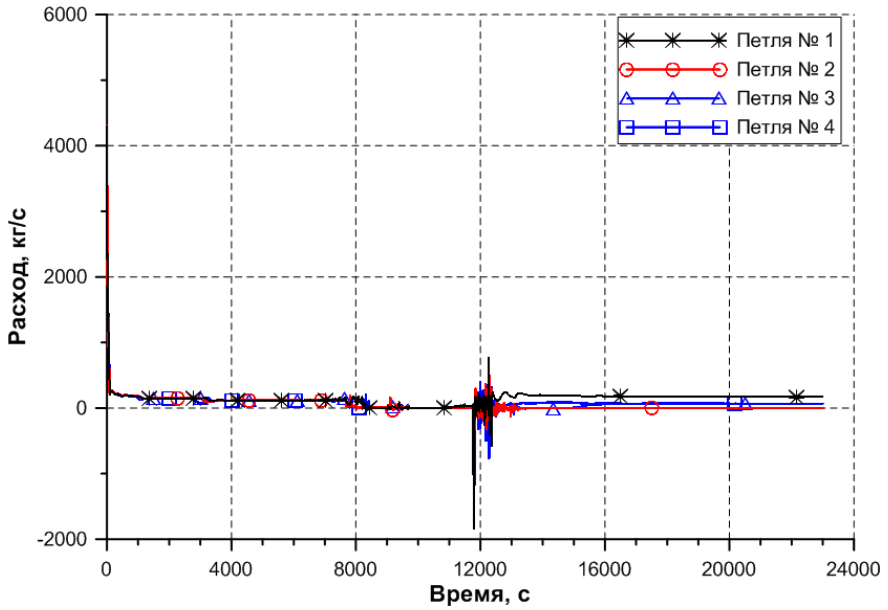


Рисунок 3.78 – Расход теплоносителя в холодных нитках ГЦТ

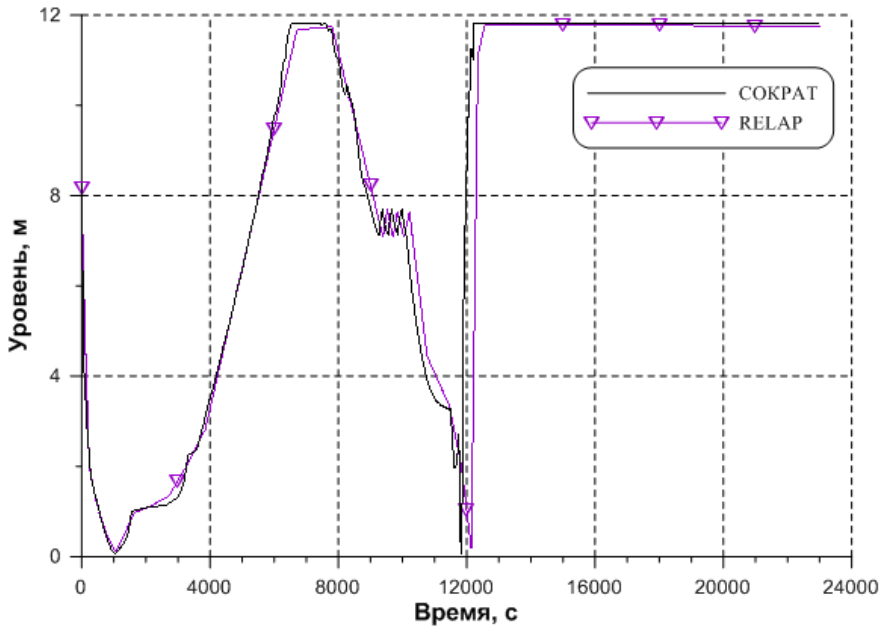


Рисунок 3.79 – Уровень в КД

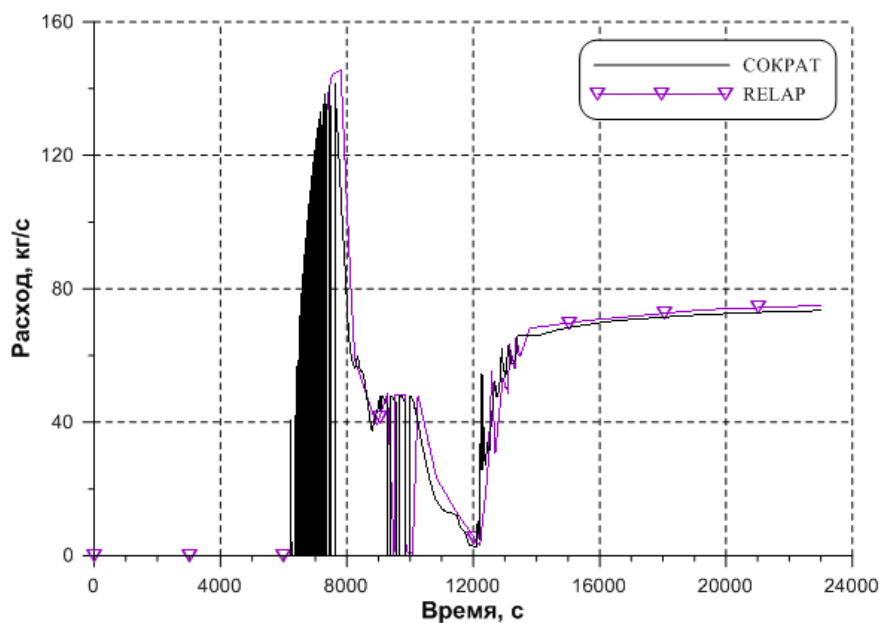


Рисунок 3.80 – Расход через ИПУ КД

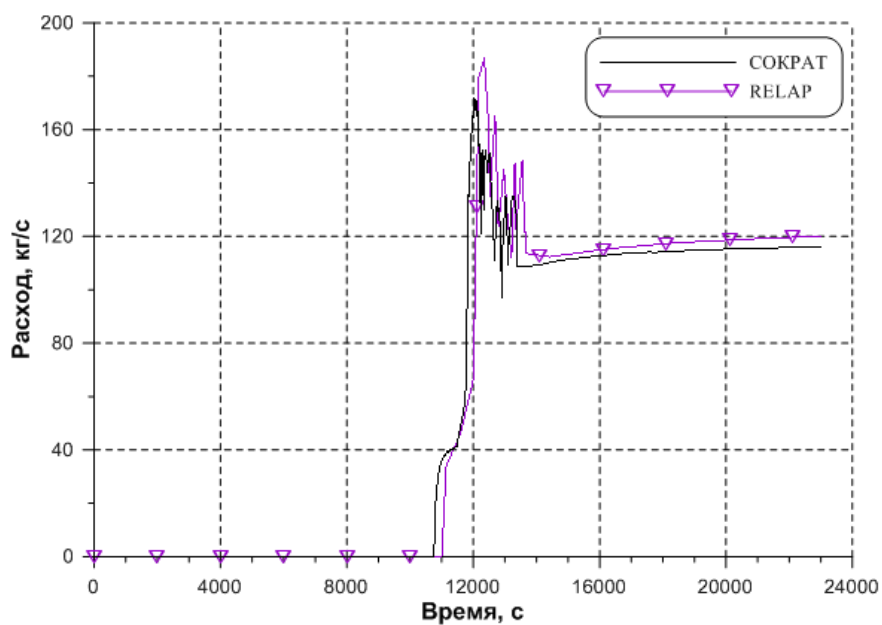


Рисунок 3.81 – Расход от САОЗ ВД

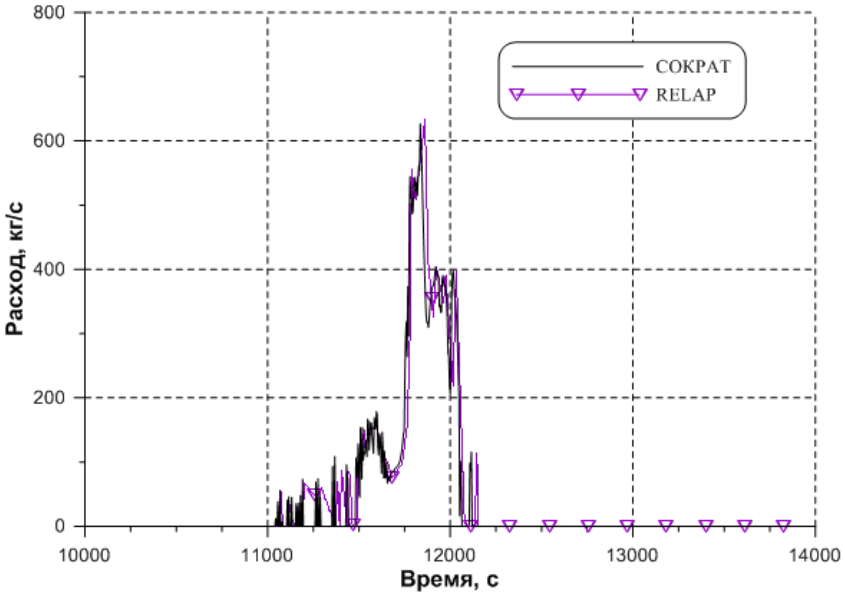


Рисунок 3.82 – Расход от гидроемкостей пассивной части САОЗ

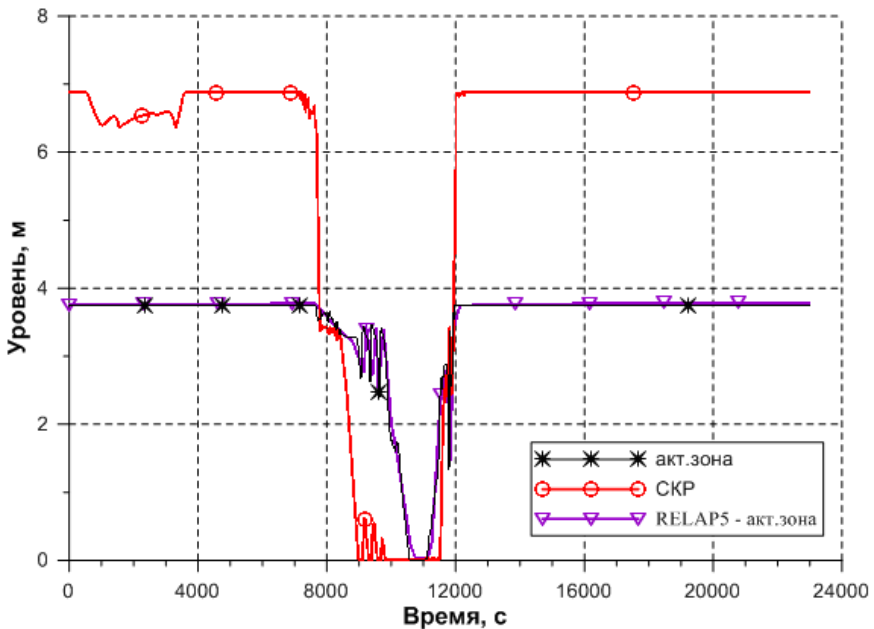


Рисунок 3.83 – Уровень в активной зоне и над активной зоной

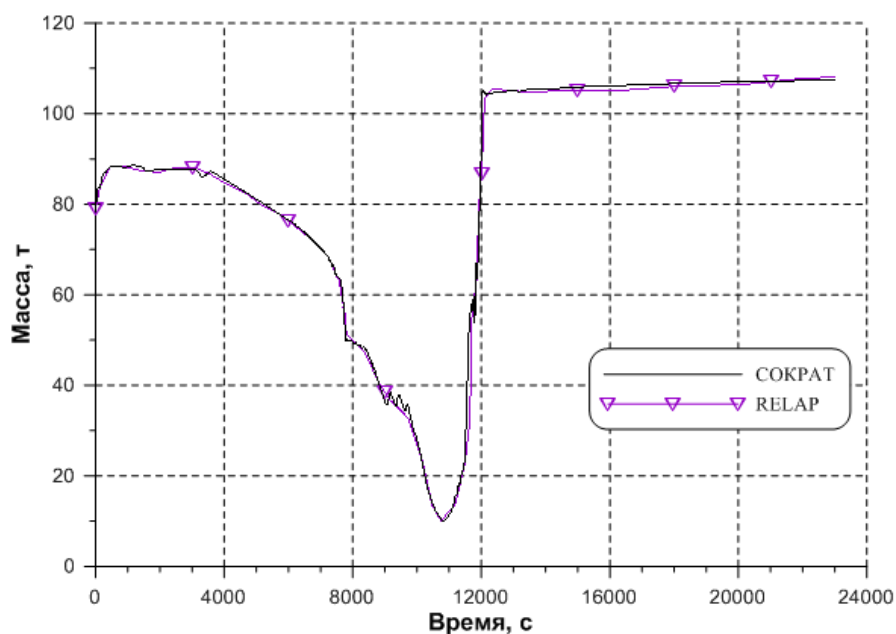


Рисунок 3.84 – Масса теплоносителя в корпусе реактора

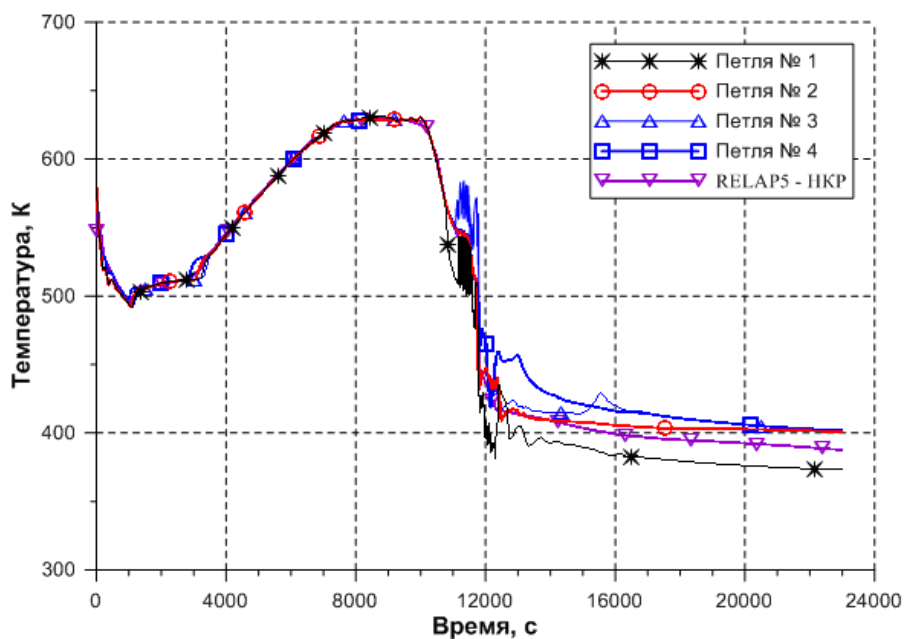


Рисунок 3.85 – Температура теплоносителя на входе в реактор

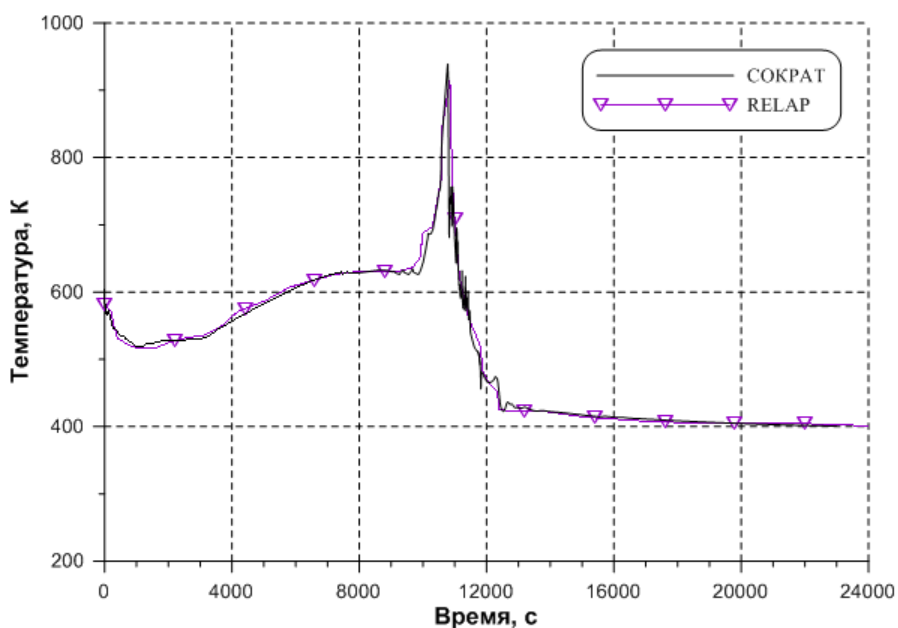


Рисунок 3.86 – Температура теплоносителя над активной зоной

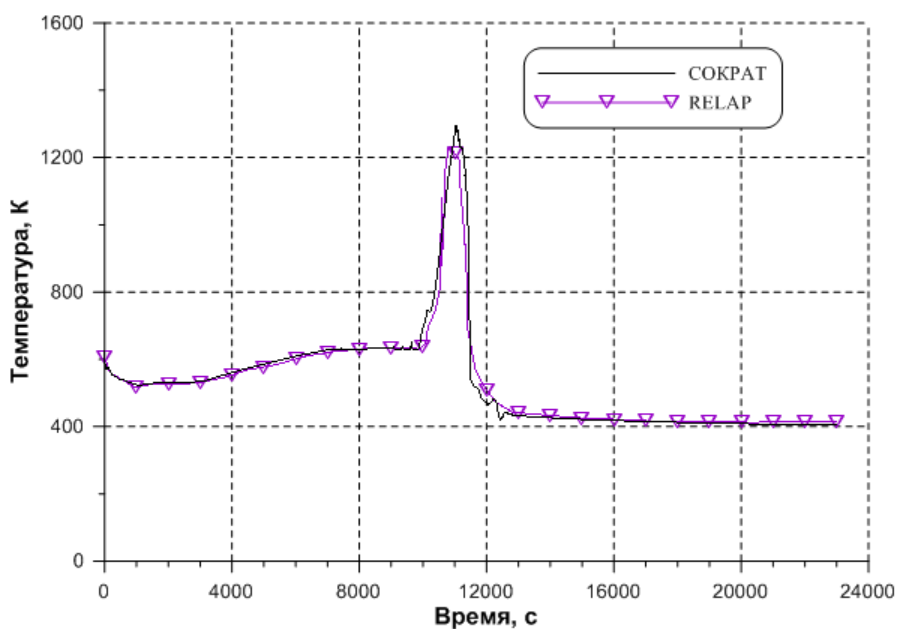


Рисунок 3.87 – Максимальная температура оболочек твэлов

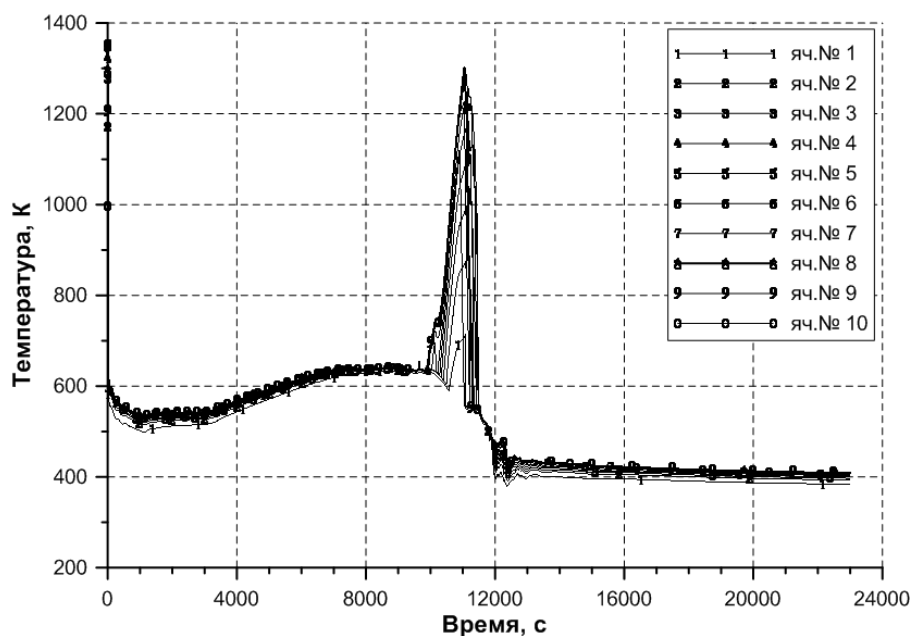


Рисунок 3.88 – Температура топлива в центральных ТВС (в 10 ячейках по высоте)

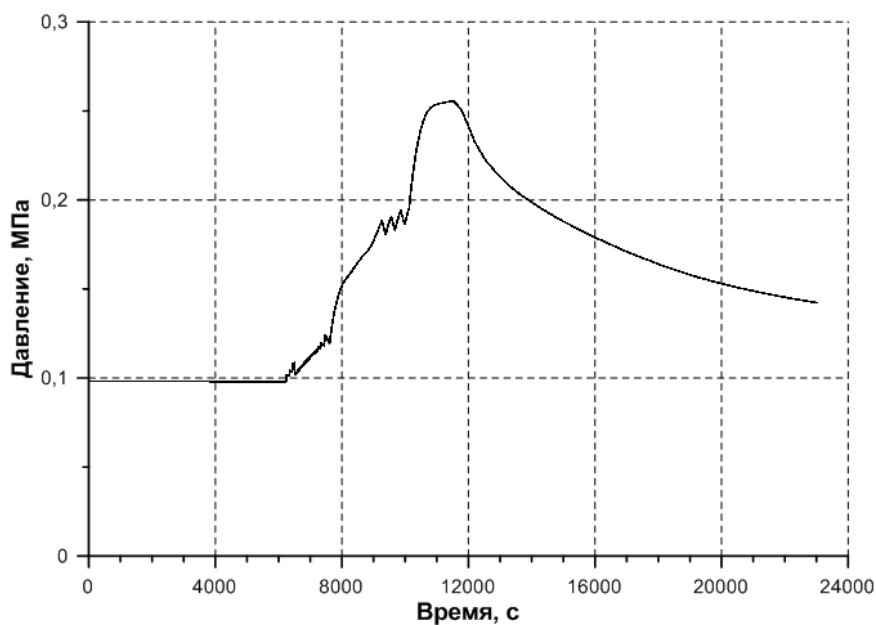


Рисунок 3.89 – Давление в 30

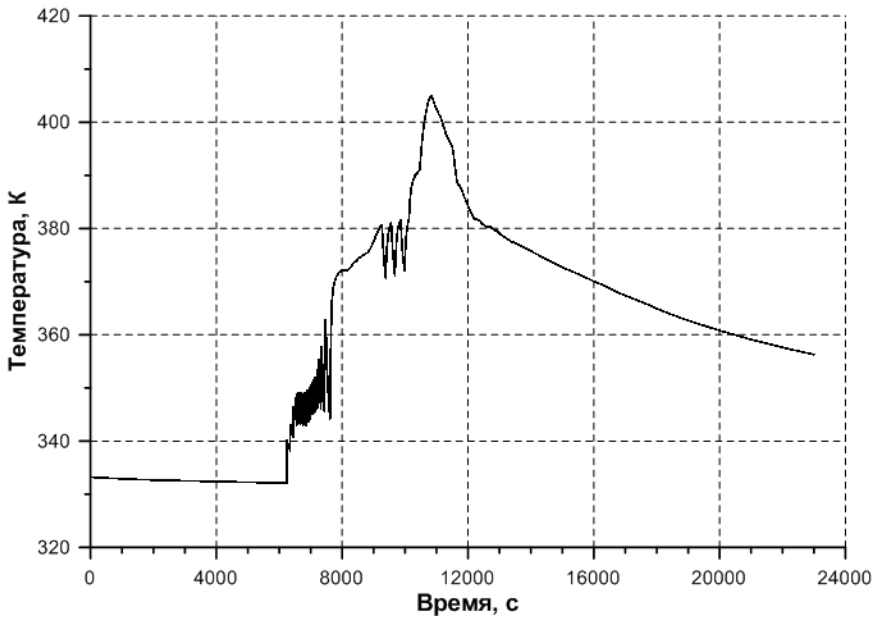


Рисунок 3.90 – Максимальная температура в ЗО

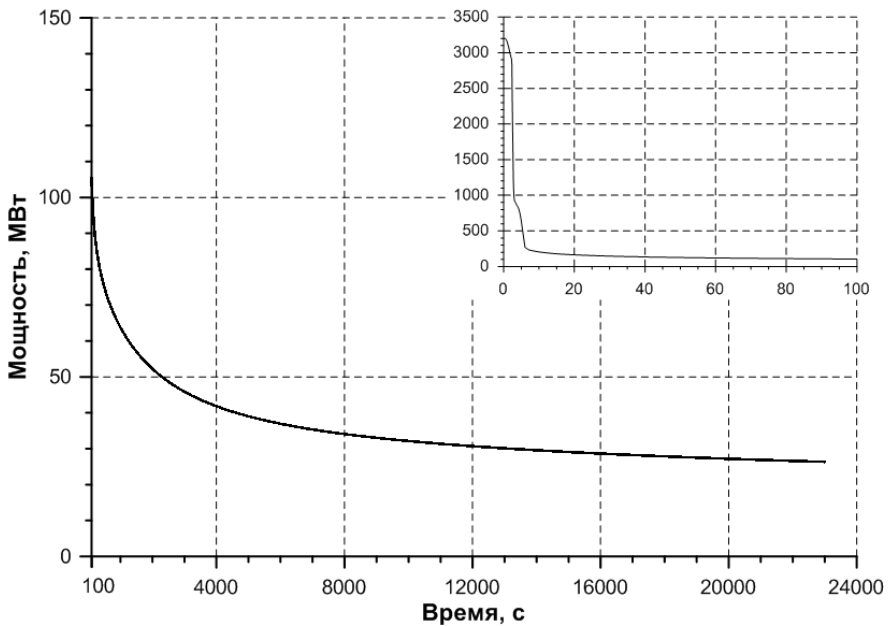


Рисунок 3.91 – Мощность тепловыделения активной зоны

4 РЕАЛИСТИЧНЫЕ АНАЛИЗЫ АВАРИЙ

Разработка инструкций и руководств по ликвидации последствий аварий и по управлению запроектными авариями выполняется на основании реалистичных (неконсервативных) детерминистических анализов аварий.

Разработка таких инструкций и руководств на основе консервативных анализов недопустима, т.к. они будут вводить в заблуждение персонал АС. Кроме того, консервативные детерминистические анализы направлены на доказательство возможности преодоления аварий действиями автоматике и, как правило, не учитывают возможные действия персонала.

Для обоснования стратегий действий персонала при авариях выполняются дополнительные расчетные обоснования. При этом используются те же расчетные модели и программы, что и для консервативных анализов, однако не учитывается часть допущений об отказах или неработоспособности систем и оборудования, а также учитываются действия персонала, предусмотренных противоаварийной документацией.

При разработке инструкций по ликвидации проектных аварий, руководств по управлению запроектными авариями, включая тяжелые аварии с плавлением активной зоны, на первом этапе составляется список открытых вопросов или проблем, которые должны быть решены перед или во время ранней стадии подготовки ИЛА, РУЗА(П), РУЗА(Т) для рассматриваемой станции. Этот список включает анализы, необходимые для подтверждения выбранных стратегий восстановления, получения исходной информации для расчета уставок (при необходимости) и решения любых других открытых вопросов, выявленных в ходе разработки и проверки стратегий. Эти открытые вопросы или проблемы можно разделить на несколько типов:

- 1) оценка возможностей и проекта систем. На этом этапе необходим анализ эффективности работы систем и, в частности, возможности систем выполнять иные функции, нежели те, для которых они были спроектированы, а также оценка полноты выполнения системой этой функции (например, исследование возможности подключения системы впрыска в ГО непосредственно к первому контуру). Прежде, чем рассматривать любые изменения на станции, нужно провести дополнительный анализ возможного ухудшения характеристик спроектированных систем. Увеличение вероятности отказа системы в проектом режиме не приемлемо

даже, если это дает преимущества в условиях тяжелой аварии, так как использование системы в проектом режиме гораздо более вероятно, нежели в режиме тяжелой аварии.

- 2) исследование необходимости дополнительных анализов аварий для оценки конкретных стратегий управления авариями и их взаимодействия. Например, затопление шахты реактора до отказа корпуса реактора увеличит образование пара и, следовательно, повлияет на время, необходимое для сброса среды из ГО.
- 3) проведение анализов для разработки расчетных средств, средств диагностики и уставок входа в инструкции (например, расчет чувствительности при возгорании водорода и анализ затопления ГО).
- 4) проведение анализов для определения способности персонала станции выполнять задания, входящие в стратегию управления аварией в условиях, преобладающих во время аварии.
- 5) проведение анализов для минимизации последствий действий по управлению тяжелой запроектной аварией для населения за границами площадки АС, включая рассмотрение мер, позволяющих гражданским чиновникам реализовать соответствующие защитные действия.

Предварительные анализы дают представление о поведении станции при различных авариях. Они должны быть достаточно подробными и конкретными, чтобы определить:

- характер угроз для границ распространения продуктов деления при различных авариях и доминирующие угрозы;
- время возникновения различных потенциальных угроз при авариях (чтобы оценить приоритетность различных действий по восстановлению);
- параметры станции, которые можно использовать для контроля и управления различными угрозами.

В рамках проведения предварительных расчетных анализов для последующей разработки инструкций по управлению авариями можно выделить следующие этапы:

- отбор аварийных сценариев для проведения предварительных расчетных анализов в указанных выше целях;
- выполнение расчетных анализов без моделирования действий оператора;
- предварительный отбор стратегий управления авариями;
- определение основных систем и оборудования, которые могут быть использованы при управлении в рамках процедур оптимального восстановления и при управлении тяжелыми авариями;

- отбор средств измерения, используемых для принятия решений при применении процедур оптимального восстановления и инструкций по управлению тяжелыми авариями;
- определение возможных критериев входа в разрабатываемые инструкции;
- выполнение расчетных анализов с моделированием основных стратегий управления, которые могут быть использованы в процедурах оптимального восстановления и при управлении тяжелыми авариями.

Расчетные анализы, проведенные на предварительной стадии, в предположении наиболее вероятного поведения систем и оборудования и наиболее вероятных действий оператора, являются базовыми расчетами для расчетов, проводимых на стадии разработки аварийных процедур.

Базовые расчеты дают такую информацию, как общие тенденции изменения основных параметров РУ в процессе протекания аварий, симптомы изменения состояний РУ, достигаемые промежуточные и конечные состояния РУ, моменты времени, в которые происходят ключевые события.

На стадии разработки аварийных процедур необходимо выполнить гораздо более широкий круг расчетных анализов, проходя последовательно и документируя следующие этапы работ:

- детализация стратегий управления;
- вариация численных значений критериев входа в процедуры;
- уточнение средств измерения, используемых для принятия решений;
- использование результатов ВАБ-1, ВАБ-2 для определения расчетных сценариев;
- отбор аварийных сценариев для детальных расчетных анализов;
- выполнение расчетных анализов в поддержку разработки аварийных процедур.

Аварийные сценарии для расчетов на стадии разработки процедур оптимального восстановления и инструкций по управлению авариями выбираются следующим образом:

- за основу принимается набор сценариев, использованных для проведения предварительных расчетов;
- этот набор расширяется за счет моделирования в однотипных сценариях различных систем и оборудования, которые могут быть использованы оператором для выполнения сходных управляющих действий;

- набор аварийных сценариев расширяется за счет включения однотипных сценариев с вариацией численных значений критериев входа в процедуры оптимального восстановления и инструкции по управлению авариями;
- в перечень сценариев включаются аварийные сценарии, которые согласно результатам ВАБ-1, ВАБ-2 имеют вероятность возникновения выше некоторой установленной и обоснованной нижней границы.

Рассмотрение различных аспектов расчетного обоснования процедур оптимального восстановления и инструкций по управлению авариями, представленного выше приводит к установлению требований к расчетным анализам, выполняемым на этой стадии разработки процедур оптимального восстановления и инструкций по управлению авариями. Эти требования могут быть просуммированы следующим образом:

- если применяемая стратегия позволяет оператору выбрать для управления одну из нескольких систем, каждая из которых способна выполнить сходные функции, то необходимо выполнить расчетные анализы, рассматривающие различные возможности и комбинации таких систем;
- численные значения критериев входа в процедуры могут влиять на эффективность стратегий управления; для выбора оптимальных значений этих критериев должен быть проведен анализ чувствительности результатов расчетов к их вариации;
- необходимо моделировать работу средств измерения, имеющихся на АС, чтобы подтвердить, что событие может быть диагностировано, и чтобы проверить конкретные шаги процедуры;
- при окончательном отборе расчетных сценариев должны быть учтены результаты ВАБ-1 и ВАБ-2; необходимо установить и обосновать нижний предел по вероятности возникновения аварийных сценариев, охватываемых процедурами оптимального восстановления.

Реалистичные расчетные анализы (обоснования) представлены в отчётах [20 – 41].

Действия, определённые инструкциями по ликвидации проектных аварий (ИЛА), для блоков 1 и 2 НВАЭС-2 основаны на выполненных расчётных обоснованиях [20 – 27].

Указанные расчётные обоснования предоставляются совместно с ООБ.

Действия, определённые руководствами по управлению запроектными авариями, для блоков 1 и 2 НВАЭС-2 основаны на выполненных расчётных обоснованиях [28 – 37].

Действия, определённые процедурами РУЗА(Т) (РУЗА(Т) ОРИБВ), для блоков 1 и 2 НВАЭС-2 основаны на выполненных расчётных обоснованиях [38 – 41].

4.1 Стратегии управления авариями

Целями управления авариями, являются: возвращение блока АС в контролируемое состояние, при котором прекращается саморегулируемая цепная реакция, обеспечиваются постоянное охлаждение топлива и удержание радиоактивных веществ в установленных границах, предотвращение развития аварии и ослабление ее последствий, в том числе защита ГО РУ от разрушения и поддержание его работоспособности.

Для осуществления указанных действий должны использоваться любые имеющиеся в работоспособном состоянии технические средства, предназначенные для нормальной эксплуатации, обеспечения безопасности при проектных авариях или специально предназначенные для уменьшения последствий ЗПА.

Важной особенностью при управлении авариями является то, что ответственность за управление тяжелой аварией возлагается не на операторов БПУ, а на руководителя группы управления аварией, составленной из специалистов АС. Современный подход к управлению авариями исходит из того, что в силу сложности процессов при тяжелых авариях, больших неопределенностей в понимании физических явлений, характерных для тяжелых аварий, многообразия возможных ситуаций при развитии тяжелой аварии необходимо иметь специальную группу по управлению аварией. Это группа специалистов АС, прошедших необходимое обучение, которые должны проводить оценку развития ситуации в процессе тяжелой аварии, и которые оценивают ситуации, возникающие в процессе тяжелой аварии, и дают рекомендации руководителю ГУА по применению конкретных стратегий управления. Персонал БПУ при этом выполняет указания руководителя ГУА по реализации стратегий управления тяжелыми авариями и со своей стороны обязан информировать ГУА о работоспособности оборудования, возможностях выполнить необходимые подключения, открытия арматур и т.п.

4.1.1 Стратегии оптимального восстановления

4.1.1.1 Отвод остаточного тепла через второй контур

Стратегия отвода остаточного тепла через второй контур является элементом действий оператора по расхолаживанию реакторной установки и приведению реакторной установки в безопасное контролируемое состояние.

На АС с ВВЭР для отвода тепла через второй контур возможно использовать следующие технические средства:

- БРУ-К;
- БРУ-А;
- БРУ-СН (в технологический конденсатор системы расхолаживания блока);
- САР ПГ;
- СПОТ ПГ;
- предохранительные клапаны парогенераторов.

Для подпитки парогенераторов могут использоваться следующие технические средства:

- насосы основной питательной воды;
- насосы вспомогательной питательной воды;
- насосы пожарных машин.

Использование процедур оптимального восстановления предполагает, что оператор выбирает наиболее эффективный и наиболее безопасный способ реализации конкретной стратегии. При этом остальные способы должны указываться в процедуре как альтернативные на тот случай, если основные технические средства реализации стратегии управления по каким-либо причинам использовать нельзя.

При расхолаживании через второй контур применительно к АС с ВВЭР наиболее оптимальным средством расхолаживания через второй контур является БРУ-К. Другое средство (БРУ-А), обладая той же производительностью, выпускает пар, генерируемый в парогенераторах непосредственно в атмосферу, что приводит к выходу в атмосферу продуктов деления при условии, что существуют протечки через трубчатку парогенераторов. В то же время наложение на конкретное исходное событие дополнительного отказа (обесточивание) приводит к тому, что БРУ-К оказываются неработоспособными.

При наличии системы аварийного расхолаживания парогенераторов (САР ПГ), ее использование является наиболее предпочтительным, поскольку в этом случае отвод тепла через второй контур

выполняется по замкнутому циклу. В случае отказа САР ПГ (например, при полном обесточивании) вступает в работу система пассивного отвода тепла от парогенераторов (СПОТ ПГ), отводящая тепло в режиме естественной циркуляции.

4.1.1.2 Снижение давления в первом контуре

Снижение давления в первом контуре имеет одну базовую цель, общую для управления различными авариями: приведение РУ к параметрам, при которых возможен переход к плановому расхолаживанию.

В авариях с малыми течами первого контура снижение давления в первом контуре преследует также цель установления аварийной подпитки первого контура от насосов САОЗ ВД.

Границы для скорости снижения давления в первом контуре определяются необходимостью избежать отключения ГЦН при потере запаса до температуры насыщения в первом контуре с одной стороны и закрытия БЗОК на паропроводах при слишком большой разности температур насыщения первого и второго контура с другой.

Технические средства снижения давления в первом контуре делятся на две группы:

- средства впрыска в компенсатор давления;
- средства сброса среды из верхних точек первого контура и компенсатора давления.

По понятным причинам предпочтительно использование технических средств первой группы, если они работоспособны.

На АС с ВВЭР к техническим средствам первой группы относятся:

- впрыск в компенсатор давления с напора ГЦН одной из петель;
- впрыск в компенсатор давления по линии нормальной подпитки первого контура.

В проекте АС с ВВЭР-1200 к этим средствам добавляется возможность впрыска от системы аварийного ввода бора. При течах из первого контура во второй такой впрыск производится автоматически.

Если в процессе аварии с потерей теплоносителя первого контура происходит изоляция герметичного ограждения, и ГЦН и насосы подпитки отключаются, то необходимо использовать технические средства второй группы.

Ко второй группе технических средств снижения давления в первом контуре относятся:

- линии сдувок из верхних точек первого контура;

- клапаны компенсатора давления;
- линии аварийного газоудаления.

4.1.1.3 Восстановление работоспособности насосов подпитки первого контура.

В авариях с малыми течами из первого контура и работой насосов САОЗ ВД в процессе расхолаживания РУ и приведения РУ к параметрам, при которых возможен переход на плановое расхолаживание САОЗ НД, наступает момент, когда достигается баланс между расходом в течь и аварийной подпиткой первого контура от насосов САОЗ ВД. Давление, при котором достигается этот баланс, зависит от размера течи и количества насосов САОЗ ВД, находящихся в работе. Возможны сценарии, при которых расход в течь, начиная с определенного значения давления в первом контуре, компенсируется одним насосом САОЗ ВД. Дальнейшее снижение давления в первом контуре в этих случаях происходит очень медленно либо становится невозможным без отключения (перевода на рециркуляцию) всех насосов САОЗ ВД.

Когда течь из первого контура «не слишком маленькая», то по факту снижения запаса до вскипания в первом контуре или по факту роста давления под защитной оболочкой происходит изоляция защитной оболочки с отключением ГЦН и системы нормальной подпитки первого контура. Чтобы снизить давление в первом контуре в таких авариях необходимо восстановить работу системы подпитки (для компенсации потери теплоносителя в течь) путем открытия соответствующей изолирующей арматуры, а затем отключить (перевести на рециркуляцию) последний насос САОЗ ВД.

4.1.1.4 Управление аварией с течью из первого контура во второй при высоком давлении в первом контуре.

Примером аварии с течью из первого контура во второй, в которой давление в первом контуре стабилизируется на достаточно высоком уровне, является разрыв трубки парогенератора. При этой аварии возможен выход радиоактивного теплоносителя первого контура через паросбросные устройства аварийного парогенератора в атмосферу. Меры по уменьшению выхода продуктов деления в атмосферу состоят в расхолаживании первого контура через неаварийные парогенераторы в сочетании со снижением давления в первом контуре.

Далее возможны две стратегии расхолаживания РУ: с локализованным аварийным парогенератором и с периодическим сбросом среды аварийного парогенератора.

В первом случае снижение давления в первом контуре будет приводить к обратному перетоку теплоносителя из аварийного парогенератора, представляющего собой чистый конденсат или раствор борной кислоты с малой концентрацией бора, в первый контур. В принципе, такой способ расхолаживания РУ может привести к разбавлению бора в первом контуре, степень опасности которого трудно оценить имеющимися расчетными средствами.

Во втором случае периодическим сбросом среды с аварийного парогенератора (через LCQ, байпас БЗОК, БРУ-А) можно поддерживать в нем давление ниже давления в первом контуре и избежать, таким образом, разбавления бора в первом контуре. Однако при этом будет происходить дополнительный выход активности за пределы зоны локализации аварийного ПГ.

4.1.1.5 Управление течью из первого контура во второй с дополнительными отказами

При аварии с течью из первого контура во второй и дополнительным отказом (например, неполадка БРУ-А на аварийном парогенераторе) основным элементом этой стратегии является минимизация потерь теплоносителя первого контура и раствора борной кислоты САОЗ через разрыв.

Если предложенные действия для этой аварии неэффективны либо расхолаживание через второй контур недостаточно быстрое, то может произойти нарушение КФБ «Работоспособность оборудования», КФБ «Охлаждение ядерного топлива» или КФБ «Запас теплоносителя первого контура». Поэтому данная стратегия должна рассматриваться также в процедурах восстановления КФБ.

Если вероятность возникновения аварии «течь из первого контура во второй с незакрытием запорной арматуры перед БРУ-А и незакрытием БРУ-А на паропроводе аварийного ПГ» не может считаться пренебрежимо малой, то для этой аварии проблема безвозвратной потери теплоносителя первого контура и раствора борной кислоты САОЗ остается. В этом случае при достаточно большой течи должна применяться следующая последовательность действий персонала:

- если есть уровень в компенсаторе давления либо температура теплоносителя на выходе из активной зоны таковы, что перегрев активной зоны отсутствует, то уже в качестве первых действий оператора последовательно переводятся на рециркуляцию или отключаются два насоса САОЗ ВД (при необходимости снимается запрет на отключение насосов САОЗ ВД);

- оператор организует восстановление работы системы нормальной подпитки первого контура, если она отключена изоляцией контейнента;
- после восстановления нормальной подпитки первого контура переводится на рециркуляцию последний насос САОЗ ВД;
- в дальнейшем оператор время от времени подключает один насос САОЗ ВД на первый контур для его подпитки и создания уровня в КД.

4.1.2 Стратегии восстановления критических функций безопасности

4.1.2.1 Борирование первого контура

Эта стратегия применяется в случае нарушения КФБ «Подкритичность», чтобы снизить мощность активной зоны. Борирование выполняется с помощью насосов, подающих в первый контур борный концентрат или раствор борной кислоты с концентрацией выше текущей концентрации борной кислоты в первом контуре.

Одной из возможных причин нарушения КФБ «Подкритичность» является несрабатывание аварийной защиты реактора. Если сигнал на срабатывание аварийной защиты возник, например, из-за обессточивания всех ГЦН (ГЦНА), то при ее несрабатывании растет давление в первом контуре (из-за дисбаланса между мощностью первого контура и возможностями отвода тепла во второй контур), и возникает опасность переопрессовки первого контура. На этом примере видно, что борирование первого контура, будучи непосредственно направлено на перевод реактора в подкритическое состояние, позволяет избежать негативных последствий несрабатывания аварийной защиты, как, например, переопрессовка первого контура.

При необходимости использования САОЗ ВД в целях борирования должны быть выполнены действия оператора по снижению давления в первом контуре до значений, при которых насосы САОЗ ВД начинают подачу на первый контур.

4.1.2.2 Расхолаживание РУ через второй контур

В запроектных авариях с плотным первым контуром эта стратегия применяется при нарушении критической функции безопасности «Охлаждение ядерного топлива».

При снижении давления в парогенераторах увеличивается теплоотвод от первого контура ко второму контуру, и пар, который содержится в трубчатке парогенераторов по первому контуру, при этом конденсируется. Конденсация пара в первом контуре приводит к

снижению давления в первом контуре, что в свою очередь вызывает повышение парообразования в реакторе и рост физического уровня пароводяной смеси в активной зоне. Это улучшает теплоотвод от ТВЭЛОВ активной зоны.

Возможными техническими средствами для расхолаживания через второй контур являются паросбросные устройства второго контура (БРУ-К, БРУ-А, ИПУ ПГ, БРУ-СН) при соответствующем поддержании уровня в ПГ, а также САР ПГ (СПОТ ПГ).

4.1.2.3 Снижение давления в первом контуре

Эта стратегия применяется при нарушениях КФБ «Работоспособность оборудования», «Подкритичность» или «Охлаждение ядерного топлива». Прежде всего, данная стратегия применяется при малых течах из первого контура, когда давление в первом контуре держится на уровне выше значения начала подачи на первый контур насосов САОЗ ВД большой производительности или уставки срабатывания гидроемкостей САОЗ на первый контур (в случае отказа САОЗ ВД). Целью применения стратегии является снижение давления в первом контуре до значений, при которых возможна подача в первый контур раствора борной кислоты от насосов САОЗ ВД большой производительности, гидроемкостей САОЗ и далее насосов САОЗ НД.

Кроме того, эта стратегия должна применяться при течах из первого контура во второй для снижения потери теплоносителя за пределы ГО.

Технические средства снижения давления в первом контуре можно разделить на две группы:

- использование впрыска в компенсатор давления от ГЦН (ГЦНА) или от насосов нормальной подпитки первого контура;
- открытие линии сдувок, ИПУ КД или линии аварийного газоудаления.

По понятным причинам предпочтительно использование технических средств первой группы. Однако, нарушение КФБ «Охлаждение ядерного топлива» происходит, прежде всего, при авариях с течами из первого контура с недостаточной или отсутствующей аварийной подпиткой первого контура. Поэтому, скорее всего, в процессе аварии с потерей теплоносителя первого контура происходит изоляция герметичного ограждения, когда ГЦН (ГЦНА) и насосы нормальной подпитки первого контура отключаются. В этом случае необходимо использовать технические средства второй группы.

4.1.2.4 Контроль и управление парогазовым пузырем под крышкой реактора

Данная стратегия направлена на исключение распространения парогазового пузыря на активную зону сдувкой парогазового пузыря с помощью линии аварийного газоудаления (по линии сброса из-под крышки реактора) и подачей воды всеми средствами, которые возможно задействовать.

При распространении парогазового пузыря на активную зону и росте температур на выходе из ТВС следует продолжать сдувку парогазовой смеси и стремиться восстановить или увеличить подачу воды в реактор.

Если, несмотря на сдувку парогазовой смеси и восстановление подачи воды, продолжается рост температур на выходе из активной зоны, нужно начать снижение давления в первом контуре, используя линию аварийного газоудаления или ИПУ КД для того, чтобы давление к моменту проплавления корпуса не превысило 1 МПа.

4.1.2.5 Повторный запуск ГЦН (ГЦНА)

Если стратегии, описанные выше, оказываются неэффективными, то может быть сделана попытка запустить ГЦН (ГЦНА) в условиях запаренного первого контура. Это на время улучшит теплоотвод от активной зоны за счет увеличения расхода пароводяной смеси через активную зону. Такой способ был применен во время аварии на АС Три Майл Айленд (Three Mile Island). Очевидно, описываемая стратегия является стратегией ограниченного действия.

При реализации этой стратегии следует учитывать, что в условиях запаренного первого контура ГЦН (ГЦНА) может вскоре после повторного запуска отключиться по кавитации.

Данная стратегия имеет одно возможное негативное последствие. Если в петле первого контура, на которой повторно запускается ГЦН (ГЦНА), накопилась пробка дистиллята, то работа ГЦН (ГЦНА) может привести к попаданию пробки дистиллята в активную зону и опасности возникновения повторной критичности активной зоны.

4.1.2.6 Процедура «сброс-подпитка» по первому контуру

Для АС с ВВЭР при таких авариях, как полная потеря питательной воды или полное обесточивание с потерей дизель-генераторов, невозможность восстановления запаса питательной воды приводит сначала к снижению эффективности, а затем к полной потере отво-

да остаточного тепла через второй контур. За этим следуют такие события, как осушение парогенераторов и повышение давления в первом контуре вплоть до уставок срабатывания предохранительных клапанов компенсатора давления. Затем, вследствие периодического открытия предохранительных клапанов КД, будет постепенно уменьшаться запас теплоносителя первого контура, и рано или поздно наступит разогрев активной зоны.

Процедура «сброс-подпитка» по первому контуру состоит в охлаждении активной зоны за счет совместной работы двух механизмов:

- разгерметизация первого контура (открытием предохранительных клапанов компенсатора давления или линии аварийного газоудаления – сброс);
- аварийная подпитка первого контура (подачей раствора борной кислоты от насосов САОЗ ВД и/или насосов нормальной подпитки первого контура – подпитка).

Эта процедура должна осуществляться до тех пор, пока не будет восстановлена подача питательной воды в ПГ либо не будут достигнуты условия работы системы планового расхолаживания.

4.1.2.7 Процедура «сброс-подпитка» по второму контуру

Процедура «сброс-подпитка» по второму контуру отличается от действий при наличии питательной воды, которые используются при расхолаживании РУ через второй контур.

В части «подпитка» данная процедура может быть реализована подачей воды в парогенераторы от ПЭН, ВПЭН, насосов пожарных машин, либо за счет пассивной подачи питательной воды из питательного тракта и деаэраторов.

В части «сброс» данная процедура использует паросбросные устройства второго контура. Для реализации обоих указанных способов подпитки парогенераторов необходимо сначала снизить давление во втором контуре открытием на определенную величину БРУ-А, а затем продолжать сброс пара через открытое устройство БРУ-А.

При обоих способах подпитки парогенераторов целями подачи воды во второй контур являются: увеличение теплоотода от первого контура ко второму контуру, конденсация пара в первом контуре, восстановление естественной циркуляции в петлях первого контура или возврат в петли первого контура воды из компенсатора давления и смачивание твэлов активной зоны.

4.1.2.8 Уменьшение термических воздействий на корпус реактора

Данная стратегия используется для восстановления КФБ «Целостность первого контура». Угроза целостности первого контура возникает, когда основные параметры первого контура (давление и температура теплоносителя) попадают в область недопустимых давлений и температур (например, низкая температура теплоносителя при высоком давлении). Поэтому данная стратегия включает в себя две группы действий:

- прекращение расхолаживания либо снижения температуры теплоносителя первого контура;
- снижение давления в первом контуре.

Снижение температуры теплоносителя первого контура может быть вызвано не только действиями оператора по расхолаживанию первого контура через второй, но и течью парогенератора по второму контуру или паропровода. Оператор должен прекратить расхолаживание первого контура через второй или попытаться изолировать ПГ с течью по второму контуру.

Для снижения давления в первом контуре при наличии аварийной подпитки первого контура оператор должен проанализировать возможность полного или частичного отключения аварийной подпитки, изолировать гидроемкости САОЗ от первого контура, ввести в работу продувку первого контура. Ко второй группе способов снижения давления относятся впрыск в компенсатор давления от ГЦН (ГЦНА) или от насосов нормальной подпитки первого контура либо открытие линии аварийного газоудаления или ИПУ КД.

4.1.2.9 Снижение давления под защитной оболочкой

На АС с ВВЭР значительное повышение давления под защитной оболочкой может произойти в результате большой течи из первого контура под защитную оболочку, разрыва одного или нескольких паропроводов под защитной оболочкой либо в случае аварии с полной потерей источников переменного тока.

Для снижения давления под защитной оболочкой предназначена спринклерная система. В случае отказа спринклерной системы необходимо иметь альтернативные средства снижения давления (например, рециркуляционные вентсистемы).

4.1.3 Стратегии управления авариями на стадии смягчения последствий тяжелых аварий

В международной практике оформление стратегий управления тя-

желыми авариями выполняется в виде инструкций, при этом, как правило, в одну инструкцию управления тяжелыми авариями включаются одна или несколько сходных (приводящих к одной цели) стратегий УТА. Перечень инструкций РУЗА(Т) приводится в подразделе 5.2.4.2.

4.1.3.1 Подать воду в парогенераторы

Основная цель применения стратегии – защитить трубки парогенераторов от повреждения из-за высокотемпературной ползучести (для снижения риска появления течи из первого контура во второй и исключения байпасирования защитной оболочки).

Кроме того, целями подачи воды в парогенераторы являются:

- задержать продукты деления, попадающие в ПГ при повреждении трубок;
- обеспечить теплоотвод из первого контура (в том числе – при отказе систем САР ПГ и СПОТ) и тем самым обеспечить целостность первого контура.

Подавать воду в парогенераторы в штатном режиме могут питательные электронасосы и вспомогательный питательный электронасос. Если отсутствует возможность подпитки парогенераторов с помощью ПЭН или ВПЭН, возможно также использование следующих технических средств:

- подпитка парогенераторов насосом 10LCP10AP001 из баков запаса ХОВ 10LCP01,02BB001 или из бака «грязного» конденсата 10LCP03BB001;
- подпитка парогенераторов пассивным способом водой из питательного тракта и деаэратора турбины (при возможности создания давления в деаэраторах турбины подачей пара из КСН);
- подпитка парогенераторов от мобильных насосов (пожарные машины).

Даже при наличии возможности охлаждения пара из паропроводов в теплообменниках 11JNB10AC001 (12JNB30AC001) отсутствие достаточных уровней в ПГ делает невыполнимой подпитку парогенераторов конденсатом от системы САР ПГ насосами 11(12)JNB10,30AP001(002).

Подпитка парогенераторов пассивным способом заключается в снижении давления в парогенераторах после их осушения до величины ниже, чем давление в питательном тракте, что позволяет подать воду в парогенераторы самотеком из питательного тракта и деаэраторного бака. Снижение давления в парогенераторах может

быть осуществлено путем принудительного открытия БРУ-К или БРУ-А (ИПУ ПГ).

При подаче воды в парогенераторы в условиях тяжелой аварии возможны следующие негативные последствия:

- термошок ПГ;
- выход продуктов деления через поврежденные трубки ПГ;
- повреждение трубок ПГ из-за высокотемпературной ползучести.

Если холодная вода подается в опустошенный парогенератор, термические нагрузки на материалы парогенератора могут привести к повреждению трубок, последующей потере целостности парогенератора и образованию течи из первого контура во второй.

Если в случае течи из первого контура во второй БЗОКи закрыты или БРУ-К неработоспособны, то может образоваться путь для выхода продуктов деления в атмосферу через БРУ-А. В этом случае необходимо оценить последствия выхода продуктов деления. Если при этом давление в первом контуре меньше давления в поврежденном парогенераторе, то выход продуктов деления в атмосферу через второй контур незначителен.

Если трубки парогенератора находятся при повышенной температуре и перепад давления через трубки парогенератора достигает значительной величины, то может произойти повреждение трубок парогенератора из-за высокотемпературной ползучести. Снижение давления в парогенераторах по второму контуру увеличивает возможность проявления высокотемпературной ползучести посредством двух следующих механизмов:

- повышение перепада давления между первым и вторым контуром;
- увеличение теплоотвода через парогенераторы может вызвать поток горячих газов в парогенераторы.

4.1.3.2 Снизить давление в первом контуре

Основная цель применения стратегии – предотвратить разрушение трубок ПГ и дыхательного трубопровода.

Кроме того, целями снижения давления в первом контуре являются:

- предотвратить выход расплава из корпуса реактора при высоком давлении;
- обеспечить подачу борного раствора от насосов САОЗ НД;
- снизить давление в первом контуре до уровня давления во втором контуре, сведя до минимума перетоки из первого контура во второй в случае межконтурной течи;

- обеспечить работу гидроемкостей 1-ой и 2-ой ступени.

Возможными способами снижения давления в первом контуре для энергоблока Нововоронежской АЭС-2 являются:

- расхолаживание первого контура через второй с использованием САР ПГ (при наличии необходимого уровня в ПГ);
- расхолаживание первого контура через второй с использованием СПОТ;
- расхолаживание первого контура через паросбросные устройства второго контура (БРУ-К или БРУ-А);
- открытие линии аварийного газоудаления;
- открытие ИПУ КД.

Впрыск в компенсатор давления при таких условиях не работает или является неэффективным.

При снижении давления первого контура в условиях тяжелой аварии в зависимости от способов снижения давления возможны следующие негативные последствия:

- увеличение образования водорода;
- повышение давления под защитной оболочкой;
- выход продуктов деления через ПГ;
- потеря запаса воды в ПГ.

Если насосы системы аварийного и планового расхолаживания работоспособны, то при снижении давления в первом контуре происходит увеличение подачи воды в контур. В условиях оголенной активной зоны это может привести к увеличению интенсивности пароциркониевой реакции и увеличению образования водорода, который может выйти под защитной оболочкой через течь первого контура или через ИПУ КД.

Если снижение давления в первом контуре производится путем открытия предохранительного клапана компенсатора давления, то пар через открытый клапан выходит под защитной оболочкой. Выход пара способствует увеличению давления под защитной оболочкой.

При использовании для расхолаживания первого контура парогенератора с неплотностями или с течью из первого контура во второй продукты деления могут выйти в атмосферу через открытые паросбросные устройства аварийного парогенератора.

Расхолаживание первого контура через второй может привести к снижению уровня в парогенераторах при недостаточной подпитке парогенераторов, что в свою очередь может привести к повреждению трубчатки ПГ вследствие высокотемпературной ползучести.

Снижение давления в первом контуре до 5,88 МПа приведет к работе гидроемкостей на первый контур. Необходимо контролировать динамику уровня в гидроемкостях, чтобы избежать попадания азота из гидроемкостей в первый контур.

4.1.3.3 Подать воду в первый контур

Стратегия «Подать воду в первый контур» применяется в следующих целях:

- обеспечить отвод остаточного энерговыделения из активной зоны;
- предотвратить или задержать повреждение корпуса реактора;
- обеспечить залив слоя расплава/обломков активной зоны для улавливания продуктов деления.

Источниками подачи воды в реактор в проекте реакторной установки с ВВЭР могут служить:

- система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения БВ;
- гидроемкости 1-ой и 2-ой ступени;
- система подпитки-продувки первого контура;
- насосы аварийного ввода бора.

В случае отказа систем аварийного и планового расхолаживания высокого и низкого давления имеется потенциальная возможность подачи воды в реактор насосами системы подпитки первого контура.

При подаче воды в первый контур в условиях тяжелой аварии возможны следующие негативные последствия:

- увеличение образования водорода;
- повреждение трубки ПГ вследствие высокотемпературной ползучести;
- возможность возникновения парового взрыва.

Если производится подача воды в первый контур, то в условиях оголенной активной зоны это может привести к увеличению интенсивности парациркониевой реакции и увеличению образования водорода.

Другим следствием подачи воды в первый контур может быть значительное повышение давления первого контура. При этом возрастает перепад давлений между теплоносителем в трубчатке ПГ и в ПГ по второму контуру. Результатом может быть повреждение трубки при течи в трубчатку горячих газов. Эта проблема яв-

ляется краткосрочной, так как при подаче воды в первый контур происходит снижение температуры парогазовой смеси.

Еще одним возможным негативным последствием реализации стратегии является возможность возникновения парового взрыва в результате образования большого количества пара вследствие взаимодействия расплава с подаваемой в реактор водой.

4.1.3.4 Обеспечить безопасное удержание расплава в УЛР

Диагностическим признаком разрушения корпуса реактора и начала поступления расплава в УЛР является достижение температуры 400 °С, регистрируемой датчиками КИП (схема расположения УЛР в шахте реактора представлена на рисунке 4.1).

Система улавливания и охлаждения расплавленной активной зоны вне реактора ЖКМ, основным элементом которой является устройство локализации расплава, предназначена для удержания и охлаждения жидких и твердых фрагментов разрушенной активной зоны, частей корпуса реактора, внутрикорпусных устройств при тяжелой аварии с расплавлением активной зоны.

Для подачи воды внутрь корпуса УЛР используется два канала:

- первый канал – подача воды из ШР ВКУ;
- второй канал – подача воды из шахты реактора (помещения фильтров) через переливные пассивные клапаны подачи воды, установленные в корпусе УЛР.

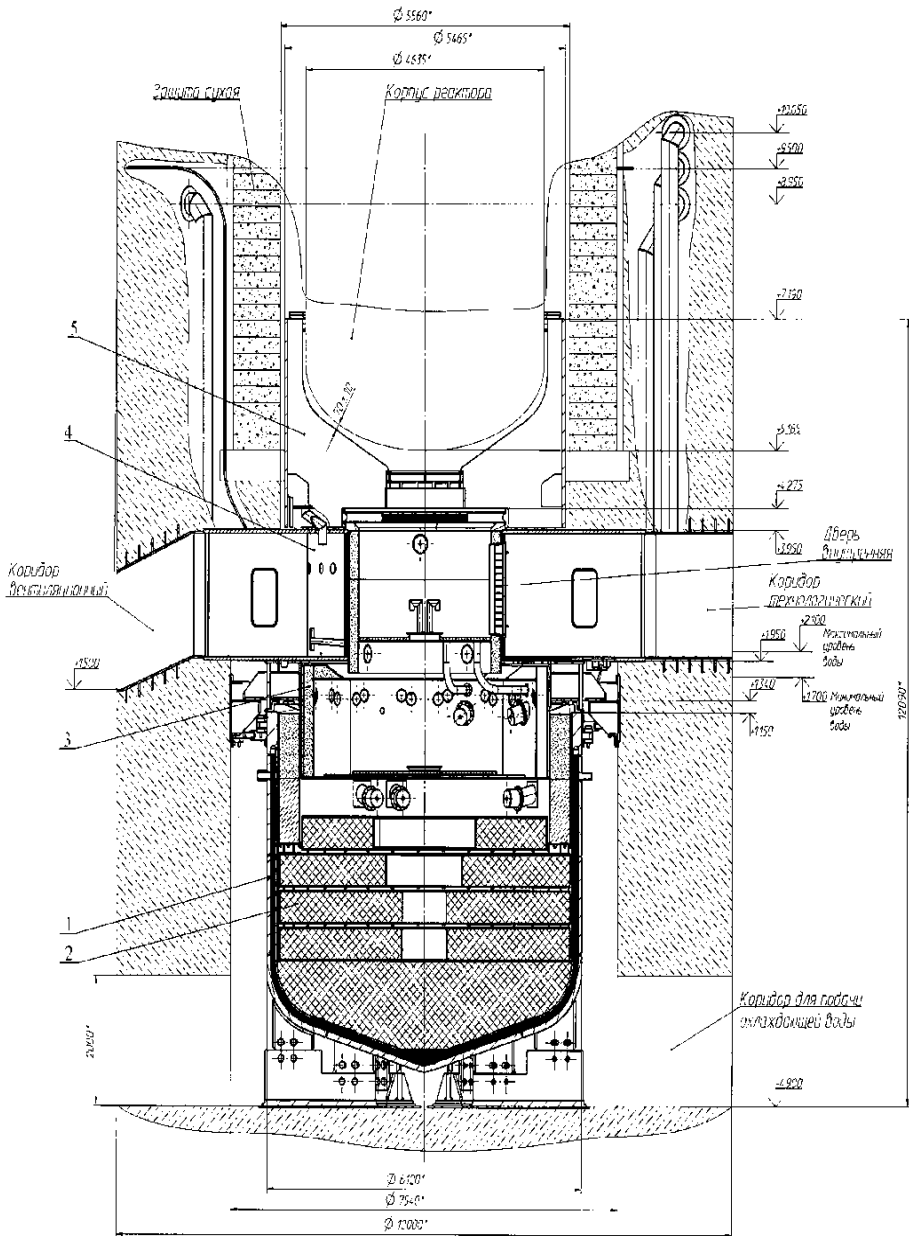
Поступление воды внутрь корпуса УЛР по первому каналу:

- в первые 24 часа после поступления кориума в УЛР в условиях полной потери электропитания АС, охлаждение может дополнительно производиться подачей внутрь корпуса УЛР сверху на кориум воды, которая находится в ШР ВКУ. Запаса воды в ШР ВКУ (320 м³) достаточно для подачи воды на поверхность расплава в течение 24 часов (расходом не менее 11 м³/ч);
- подача воды из шахт ревизии ВКУ осуществляется путем открытия арматуры 11JKM10AA801, 11JKM20AA801, 11JKM40AA803, 11JKM50AA803 через 3 часа с момента начала поступления расплава из корпуса реактора в УЛР.

Поступление воды внутрь корпуса УЛР по второму каналу:

- пассивная подача воды из шахты реактора, связанного с помещением фильтров, внутрь корпуса УЛР на поверхность кориума обеспечивается автоматически после срабатывания КПВ. КПВ имеет термомеханический (плавящийся и разрушаемый) элемент, срабатывающий при определенной температуре. Термиче-

ское воздействие на ТМЭ осуществляется со стороны расплава тепловым излучением;



- КПВ обеспечивает безнапорное поступление воды внутрь корпуса УЛР. КПВ установлены на высоте, максимально удаленной от уровня расплава, что обеспечивает защиту КПВ от прямого воздействия со стороны кориума.

Контроль теплового состояния УЛР осуществляется датчиками измерениями температуры и обеспечивает получение информации о времени поступления расплава в УЛР. Датчики температуры расположены на следующих элементах УЛР: в торце фермы-консоли, внутри корпуса УЛР и на площадке обслуживания. В охлаждаемом объеме между наружной стеной корпуса УЛР и внутренней стеной бетонной шахты расположены датчики уровня.

В аварийных режимах с течью первого контура без потери электропитания (активные системы САОЗ функционируют) теплоноситель первого контура и вода, поступающая в реактор от систем гидроемкостей I и II ступени и из верхней части бассейна выдержки (перекачиваемая насосами САОЗ), собирается в приямок. Далее вода через решетки и фильтры механической очистки поступает в теплообменник ловушки. Под заливом водой оказывается приямок и «корзина ловушки». Таким образом, после истечения теплоносителя ловушка расплава топлива находится в режиме готовности принять кориум. При этом переход от стояночного режима в режим готовности происходит пассивным путем за счет принятой компоновки.

При проектных авариях осуществляется замкнутая циркуляция теплоносителя: течь первого контура (и/или работа спринклерной системы) – поступление теплоносителя в контейнмент – сбор теплоносителя в приямок – механическая очистка теплоносителя и поступление его на всас насосов САОЗ – подача теплоносителя в первый контур. В этих режимах ловушка расплава топлива не функционирует. УЛР находится в состоянии готовности к работе за счет наличия теплоносителя в приямке.

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 11JKM10AA001 и 12JKM10AA002, которые так же имеют питание от системы аварийного электроснабжения (от аккумуляторных батарей). Суммарный объем воды в приемке и на полу контейнента составляет более 1500 м³.

После проплавления корпуса реактора расплав кориума попадает в пространство, ограниченное сбоку и снизу водоохлаждаемыми стальными стенками корпуса УЛР, расположенного в подреакторном пространстве бетонной шахты.

Водоохлаждаемое пространство УЛР частично заполнено жертвенным материалом, который состоит из специально подобранной композиции стали и относительно легких и легкоплавких оксидов.

Поступающий из реактора в УЛР расплав кориума взаимодействует с жертвенным материалом, что оптимизирует условия теплоотвода, сглаживает неопределенности, обусловленные различием сценариев протекания тяжелой аварии, и обеспечивает инверсию металлической и оксидной компонент расплава до подачи воды на его поверхность.

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 приемок, связанный с шахтой реактора, снова на охлаждение УЛР.

Через 2–3 часа после поступления кориума в УЛР срабатывают пассивные клапаны подачи воды (КПВ) сверху на кориум внутри корпуса УЛР, обеспечивающие поступление охлаждающей воды из шахты реактора, в которой расположен корпус УЛР. КПВ установлены в корпусе УЛР таким образом, что гарантированно находятся под уровнем воды с внешней стороны корпуса УЛР, поэтому поступление воды внутрь корпуса УЛР, в случае срабатывания КПВ на открытие, будет постоянно обеспечено. КПВ с термомеханическим элементом (ТМЭ) рассчитаны на следующие сценарии срабатывания:

- на первой стадии (поступление расплава из корпуса реактора в течение 3 часов) ТМЭ должен деформироваться и расплавиться в диапазоне температур от 580 до 650 °С под действием теплового излучения со стороны зеркала расплава;

- на второй стадии (подача воды из ШР ВКУ в течение 24 часов), если ТМЭ не достиг температуры плавления, то он должен разрушиться при контакте с насыщенным паром в течение времени не более 18 часов;
- на третьей стадии (подача воды из ШР ВКУ в течение 24 часов), если ТМЭ не разрушился при контакте с насыщенным паром, то он должен разрушиться при контакте с насыщенной водой за время не более 6 часов.

Таким образом, не позднее, чем через 27 часов после начала внекорпусной стадии ЗПА, все КПВ должны быть открыты одним из трех способов, перечисленных выше.

Команда на подачу охлаждающей воды из ШР ВКУ подается через 3 часа после начала поступления расплава активной зоны в УЛР, не зависимо от срабатывания КПВ, что позволяет открыть КПВ по одному из трех сценариев, указанных выше. Запаса воды в ШР ВКУ (320 м^3) достаточно для подачи воды на поверхность расплава в течение 24 часов (расходом не менее $11 \text{ м}^3/\text{ч}$).

Проектом предполагается, что в течение 24 часов будут предприняты организационные меры, направленные на восстановление работоспособности хотя бы одного канала системы JNA. После восстановления электропитания циркуляция воды осуществляется насосами системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения БВ (JNA). Отвод тепла от кориума происходит в теплообменниках системы JNA. В этом режиме кориум может сохраняться в ловушке в безопасном состоянии длительное время.

Возможным негативным последствием реализации стратегии является угроза воспламенения водорода. Из-за подачи дополнительных объемов воды, поступающих на расплав, повышается объемная концентрация водорода, и может возникнуть угроза его воспламенения.

Еще одним возможным негативным последствием реализации стратегии является возможность роста давления под защитной оболочкой в результате нагрева атмосферы гермообъема в ходе длительного охлаждения расплава, когда после попадания кориума в УЛР температура стенок корпуса УЛР постепенно повышается, вода, находящаяся вокруг корпуса УЛР в шахте реактора, нагревается и кипит, а насыщенный пар, поднимаясь вверх, выходит в объем гермооболочки по каналам сброса пара, которые расположены в ферме-консоли и в стене шахты реактора.

4.1.3.5 Уменьшить выброс продуктов деления

Стратегия «Уменьшить выброс продуктов деления» применяется в следующих целях:

- уменьшить выход продуктов деления из-под защитной оболочки;
- уменьшить выход продуктов деления через поврежденные парогенераторы;
- уменьшить выход продуктов деления из обстройки защитной оболочки.

Выброс продуктов деления может происходить различными путями. Различают три возможных пути выхода продуктов деления: из защитной оболочки, из парогенераторов и из обстройки защитной оболочки.

Хотя защитная оболочка рассчитана на определенный диапазон давлений, существует возможность появления трещин в защитной оболочке или незакрытия отсечной арматуры на вентиляционных линиях. В этом случае при повышенном давлении под защитной оболочкой выход продуктов деления в окружающую среду будет происходить под воздействием перепада давлений.

Если в условиях тяжелой аварии имеет место течь из первого контура во второй, например, при разрыве одной или нескольких трубок парогенератора, то происходит выход продуктов деления во второй контур. Далее через паросбросные устройства может произойти выход продуктов деления в атмосферу.

Выход продуктов деления в обстройку может происходить по различным причинам: например, из-за незакрытия проходки между защитной оболочкой и обстройкой или из-за течи трубопроводов САОЗ.

Как указано выше, имеются три различных пути выхода продуктов деления. Поэтому средства достижения целей инструкции зависят от того, по какому пути выход продуктов деления необходимо прекратить или минимизировать.

Для снижения давления под защитной оболочкой используются впрыск под защитную оболочку и/или вентиляция атмосферы под защитной оболочкой.

Для уменьшения выхода продуктов деления через паропроводы в случае течи из первого контура во второй необходимо использовать сброс пара в конденсатор турбины и стремиться избежать работы БРУ-А.

Для уменьшения выхода продуктов деления через обстройку защитной оболочки требуется использовать вентиляцию обстройки.

При работе каналов САОЗ в обстройке будет высокий уровень радиации (наведенная активность) независимо от наличия или отсутствия течи трубопроводов или оборудования САОЗ, расположенных в обстройке РО. Для уменьшения уровня радиации можно уменьшить подачу воды по каналам САОЗ по линии рециркуляции первого контура, проходящей через обстройку.

С уменьшением выхода продуктов деления из-под защитной оболочки связаны два возможных и значительных негативных последствия:

- горение водорода;
- недостаточный источник воды для работы впрыска.

С уменьшением выхода продуктов деления из обстройки защитной оболочки связано одно негативное последствие – необходимость прекращения работы насосов САОЗ/впрыска из-за течи трубопроводов САОЗ в обстройке.

Наличие пара в атмосфере защитной оболочки может предотвратить возгорание водорода. Однако, если вентиляция или впрыск находятся в работе, то конденсация пара приводит к увеличению концентрации водорода, что может привести к его возгоранию. Средством минимизации негативных последствий является уменьшение расхода впрыска, либо работа вентиляции с малым охлаждением, хотя необходимо рассмотреть еще вопрос о практической осуществимости указанных мер минимизации негативных последствий.

Вопрос о недостаточности источника воды для работы впрыска под защитной оболочкой может возникнуть, лишь в случае течи из первого контура за пределы защитной оболочки, когда запасов воды под защитной оболочкой для работы спринклерной системы и насосов САОЗ НД, ВД может оказаться недостаточно.

Если имеет место течь трубопроводов САОЗ либо впрыска вне защитной оболочки, то в обстройке защитной оболочки будет высокий уровень радиации. Для уменьшения уровня радиации в обстройке необходимо прекратить работу насосов САОЗ/впрыска. Прекращение работы насосов САОЗ НД, ВД уменьшает возможности охлаждения активной зоны, а прекращение впрыска может привести к повышению давления под защитной оболочкой.

4.1.3.6 Управлять условиями под защитной оболочкой

Стратегия «Управлять условиями под защитной оболочкой» применяется в следующих целях:

- предотвратить угрозу целостности защитной оболочки, возникающую вследствие высокого давления под защитной оболочкой;
- предотвращение угрозы целостности проходок под защитной оболочкой под воздействием высокой температуры;
- минимизировать угрозы оборудованию и средствам измерения, расположенным под защитной оболочкой, возникающим вследствие ухудшенных условий под защитной оболочкой;
- ослабить выбросы продуктов деления из-под защитной оболочки за счет снижения их концентрации в атмосфере под защитной оболочкой и уменьшения значения утечки.

Угрозы целостности защитной оболочки могут быть вызваны высоким давлением (угроза структурной целостности) и высокой температурой (угроза целостности материалов проходок) атмосферы защитной оболочки.

Для снижения давления под защитной оболочкой используются впрыск под защитную оболочку (подача воды на спринклерные форсунки под защитной оболочкой) и/или вентиляция атмосферы под защитной оболочкой.

Кроме того, использование впрыска и вентиляции атмосферы под защитной оболочкой приведет к снижению концентрации продуктов деления в его атмосфере.

Со стратегией управления условиями под защитной оболочкой связаны два возможных и значительных негативных последствия:

- горение водорода;
- недостаточный источник воды для работы впрыска.

Наличие пара в атмосфере защитной оболочки может предотвратить возгорание водорода. Однако, если вентиляция или впрыск находятся в работе, то конденсация пара приводит к увеличению концентрации водорода, что может привести к его возгоранию. Средством минимизации негативных последствий является уменьшение расхода впрыска, либо работа вентиляции с малым охлаждением.

Вопрос о недостаточности источника воды для работы впрыска под защитной оболочкой может возникнуть, лишь в случае течи из первого контура за пределы защитной оболочки, когда запасов воды под защитной оболочкой для работы спринклерной системы и насосов САОЗ НД, ВД может оказаться недостаточно.

4.1.3.7 Снизить концентрацию водорода под защитной оболочкой

Стратегия «Снизить концентрацию водорода под защитной оболочкой» применяется в целях предотвращения угрозы целостности защитной оболочки вследствие дефлаграции водорода.

Энергоблоки Нововоронежской АЭС-2 оборудованы системой аварийного удаления водорода из-под защитной оболочки при проектных и запроектных авариях, а также контроля концентрации водорода под защитной оболочкой. При запроектных авариях система обеспечивает поддержание концентрации водорода на взрывобезопасном уровне путем его беспламенного сжигания (рекомбинации) на пассивных каталитических рекомбинаторах, установленных в помещениях защитной оболочки, в местах возможного скопления водорода.

Для предотвращения образования в помещениях защитной оболочки зон с повышенной концентрацией водорода выполняется инертизация атмосферы защитной оболочки паром, с этой целью насосы системы охлаждения бассейна выдержки (ФАК10-20), подающие в этом режиме воду на спринклерные форсунки, должны быть временно переведены на рециркуляцию. В дальнейшем, при создании в помещениях защитной оболочки благоприятной водородной ситуации, которая характеризуется объемной концентрацией водорода не более 2 %, спринклерная система переводится на охлаждение защитной оболочки.

Возможным негативным последствием предпринятых действий является повышение давления под защитной оболочкой, которое может оказаться неконтролируемым из-за выхода давления за пределы диапазона измерения датчиков давления или из-за возможного повреждения в результате аварии средств измерения давления. Повышение давления под защитной оболочкой может происходить от горения водорода либо от отключения спринклерной системы (при проведении инертизации атмосферы под защитной оболочкой).

4.1.3.8 Смягчить выброс продуктов деления

С момента повреждения активной зоны продукты деления выходят из зазора между топливом и оболочкой и, возможно, из топливной матрицы. В зависимости от сценария аварии продукты деления могут выходить под защитной оболочкой (при течи первого контура, при работе ИПУ КД, из УЛР при разрушении корпуса реактора), в парогенераторы (при течи из первого контура во второй) или обстройку (при течи за пределы защитной оболочки). Из защитной

оболочки продукты деления могут выйти в атмосферу через незакрытые проходки в защитной оболочке либо через неплотности защитной оболочки. Из парогенераторов продукты деления могут выйти в атмосферу через открытые паросбросные устройства второго контура либо через течь второго контура за пределами защитной оболочки. Из обстройки продукты деления могут выйти в атмосферу через систему вентиляции.

Стратегия «Смягчить выброс продуктов деления» применяется в следующих целях:

- смягчить выход продуктов деления из-под защитной оболочкой;
- смягчить выход продуктов деления через поврежденные парогенераторы;
- смягчить выход продуктов деления из обстройки защитной оболочки.

Имеются три различных пути выхода продуктов деления. Поэтому средства достижения целей инструкции зависят от того, по какому пути выход продуктов деления необходимо прекратить или минимизировать.

Для снижения давления под защитной оболочкой используются впрыск под защитную оболочку и/или рециркуляционная вентиляция помещений защитной оболочки.

Для уменьшения выхода продуктов деления через паропроводы в случае течи из первого контура во второй необходимо использовать сброс пара в конденсатор турбины и стремиться избежать работы БРУ-А.

Для уменьшения выхода продуктов деления через обстройку защитной оболочки требуется использовать вентиляцию обстройки. Можно также уменьшить подачу воды в первый контур по трубопроводам САОЗ в обстройке.

4.1.3.9 Снизить давление под защитной оболочкой

Превышение давления под защитной оболочкой является одной из основных возможных причин повреждения защитной оболочки, что может привести к выходу большого количества продуктов деления в атмосферу. Если давление под защитной оболочкой достигает уставки, свидетельствующей о серьезной угрозе целостности защитной оболочки, то данная стратегия применяется для снижения давления под защитной оболочкой.

Таким образом, стратегия «Снизить давление под защитной оболочкой» применяется в целях сохранения целостности защитной оболочки.

Для снижения давления под защитной оболочкой наряду со стратегиями, используемыми в стратегии «Управлять условиями под защитной оболочкой» (впрыск под защитную оболочку и/или вентиляция помещений защитной оболочки), может быть применена стратегия не фильтруемого сброса среды из-под защитной оболочкой (сброс давления под защитной оболочкой открытием гермоклапанов на воздуховодах систем вентиляции из-под защитной оболочкой, открытием БРУ-А поврежденного ПГ, открытием арматуры системы подачи сжатого воздуха для испытаний защитной оболочки).

Использование впрыска и вентиляции приводит к снижению концентрации продуктов деления в атмосфере защитной оболочки.

4.1.3.10 Управлять дефлаграцией водорода под защитной оболочкой

Водород является одним из побочных продуктов реакции окисления металлов паром при высоких температурах. На внутрикорпусной стадии аварии водород образуется при пароциркониевой реакции. Кроме того, при тяжелой аварии имеется возможность дополнительной генерации водорода при нахождении расплава в УЛР и при взаимодействии его с жертвенным материалом.

Повреждение защитной оболочки вследствие детонации горючих газов может привести к выходу больших количеств продуктов деления в атмосферу. Поэтому необходимы действия по предотвращению дефлаграции газов под защитной оболочкой.

Таким образом, стратегия «Управлять дефлаграцией водорода под защитной оболочкой» применяется в целях сохранения целостности защитной оболочки.

Может быть применена стратегия фильтруемого сброса среды из-под защитной оболочки через системы вытяжной вентиляции помещений защитной оболочки. Другая стратегия – управление воспламеняемостью водорода под защитной оболочкой предотвращением дефлаграции водорода. Для этого прекращается подача на форсунки спринклерной системы и/или отключаются системы вентиляции, открывается ИПУ КД, чтобы инертизовать атмосферу под защитной оболочкой паром.

4.1.3.11 Управлять вакуумом под защитной оболочкой

Давление под защитной оболочкой, меньшее, чем нижнее проектное давление защитной оболочки, может привести к серьезной угрозе целостности защитной оболочки посредством вспучивания ее облицовки. Разрежение более 30 кПа является угрозой отслое-

ния облицовки защитной оболочки, приводящей к увеличению выхода радиоактивных продуктов.

Если в процессе аварии локализирующую арматуру вытяжной системы вентиляции не удастся закрыть, это приводит к понижению давления под защитной оболочкой вследствие выхода из-под защитной оболочки неконденсирующихся газов и пара. Если затем арматура закрывается и восстанавливается отвод тепла из защитной оболочки, то под защитной оболочкой может создаться разрежение за счет конденсации пара. Эта угроза является немедленной, когда достигается уставка по вакууму защитной оболочки.

Таким образом, стратегия «Управлять вакуумом под защитной оболочкой» применяется в целях сохранения целостности защитной оболочки.

Для сохранения целостности защитной оболочки в условиях вакуумирования необходимо поднять давление под защитной оболочкой. Так как вакуум под защитной оболочкой может возникнуть только при работающей спринклерной системе, то в первую очередь необходимо отключить спринклерную систему. Дополнительные действия по повышению давления под защитной оболочкой сводятся к подаче пара или неконденсирующихся газов в атмосферу защитной оболочки. Для этого в принципе могут быть использованы открытие предохранительных клапанов (подача пара), подача ремонтного воздуха или азота.

При реализации стратегии увеличения давления под защитной оболочкой в течение длительного времени может начаться неконтролируемое повышение давления. Для энергоблока № 1 Нововоронежской АЭС рекомендуется поддерживать давление под защитной оболочкой между (-2) кПа и 30 кПа.

4.2 Программные средства, используемые при выполнении расчетных обоснований

В данном разделе представлены назначение и описание расчетных обоснований противоаварийной документации, выполненных главным конструктором РУ (АО ОКБ «Гидропресс») и научным руководителем проекта АС (НИЦ «Курчатовский институт») с использованием аттестованных программных комплексов, определяющих действия оперативного персонала.

Для теплогидравлических расчетов нестационарных и аварийных режимов работы РУ используется программный комплекс ТРАП-КС.

Расчет и анализ процессов в помещениях защитной оболочки при различных условиях эксплуатации АС выполняется по программному средству АНГАР.

4.2.1 Программный комплекс ТРАП-КС

Программный комплекс ТРАП-КС является результатом модернизации аттестованного в 1999 г. комплекса ТРАП-97. Комплекс ТРАП-КС предназначен для расчета параметров теплоносителя в первом и втором контурах и температурного режима в активной зоне энергетических установок с ВВЭР в аварийных и переходных режимах с учетом взаимного влияния нейтронно-физических и теплогидравлических процессов в реакторе.

Основным отличием комплекса ТРАП-КС является возможность расчета нейтронной кинетики реактора в трехмерном пространственном приближении, расчета межпетлевого перемешивания в камерах реактора, моделирование пассивных систем безопасности. Расчет межпетлевого перемешивания в камерах реактора имеет важное значение, поскольку пространственные эффекты в активной зоне во многих ситуациях связаны с неоднородностью входных возмущений по температуре теплоносителя или концентрации борного раствора.

Комплекс применяется при анализе проектных аварий и запроектных аварий при обосновании работоспособности и безопасности АС с ВВЭР и экспериментальных стенов. При анализе запроектных аварий область применимости комплекса ограничивается режимами, связанными с тяжелым повреждением активной зоны.

Программный комплекс ТРАП-КС позволяет получать консервативные результаты с позиции обоснования безопасности. В этом случае, в расчеты закладываются начальные и граничные условия, параметры и корреляции, приводящие к наиболее неблагоприятным результатам с точки зрения приемочных критериев. В этом случае погрешности и неопределенности кода покрываются принятым консерватизмом.

Комплекс состоит из:

- двух обобщенных программ:
 - 1) программа ДИНАМИКА-97 – осуществляет расчёт нестационарных режимов энергетических установок с ВВЭР;
 - 2) программа ТЕЧЬ-М-97 – осуществляет расчет параметров первого контура при разрывах трубопроводов;
- двух программ расчета процессов в активной зоне:

- 1) программа КАНАЛ-97 – расчёт нестационарных процессов в активной зоне ВВЭР с использованием точечной модели нейтронной кинетики;
 - 2) программа КАМАЗ – расчёт нестационарных процессов в активной зоне ВВЭР с использованием распределенной или точечной модели нейтронной кинетики;
- и системы модулей:
- 1) модуль НАСОС – расчёт скорости вращения и напора центробежного насоса;
 - 2) модуль САОЗ – расчёт параметров системы аварийного охлаждения активной зоны;
 - 3) модуль ТВЭЛ-2 – расчёт температурных полей в твэлах ВВЭР в нестационарных режимах;
 - 4) модуль АЛЬФА-2 – расчёт коэффициентов теплоотдачи и гидравлического сопротивления трения;
 - 5) модуль МАЗ-1 – определение относительной мощности тепловыделений в активной зоне ВВЭР в нестационарных режимах;
 - 6) модуль ВОДА-2 – аппроксимация теплофизических свойств воды и водяного пара;
 - 7) модуль СВОЙСТВА – расчёт теплофизических свойств воды и водяного пара.
 - 8) модуль КАРТА – расчёт поля энерговыделений в активной зоне реактора;
 - 9) модуль КАМЕРА-B2 – расчёт поля температур в камерах реактора;
 - 10) модель СПОТ, САР ПГ – модели СПОТ, САР ПГ включены в тело общеконтурных программ;
 - 11) модель СБВБ – модель СБВБ включена в тело общеконтурных программ;
 - 12) модель ГЕ-2 – модель дополнительной системы пассивного залива активной зоны, включена в тело общеконтурной программы ТЕЧЬ;
 - 13) модули АНГАР/КУПОЛ – две альтернативных модели расчёта параметров в защитной оболочке. Программные средства КУПОЛ-М и АНГАР верифицированы и аттестованы в надзорном органе РФ.

Головными программами являются ДИНАМИКА-97, ТЕЧЬ-М-97. Все модули и программы взаимосвязаны. Основные функциональные связи отражены на рисунке 4.2.

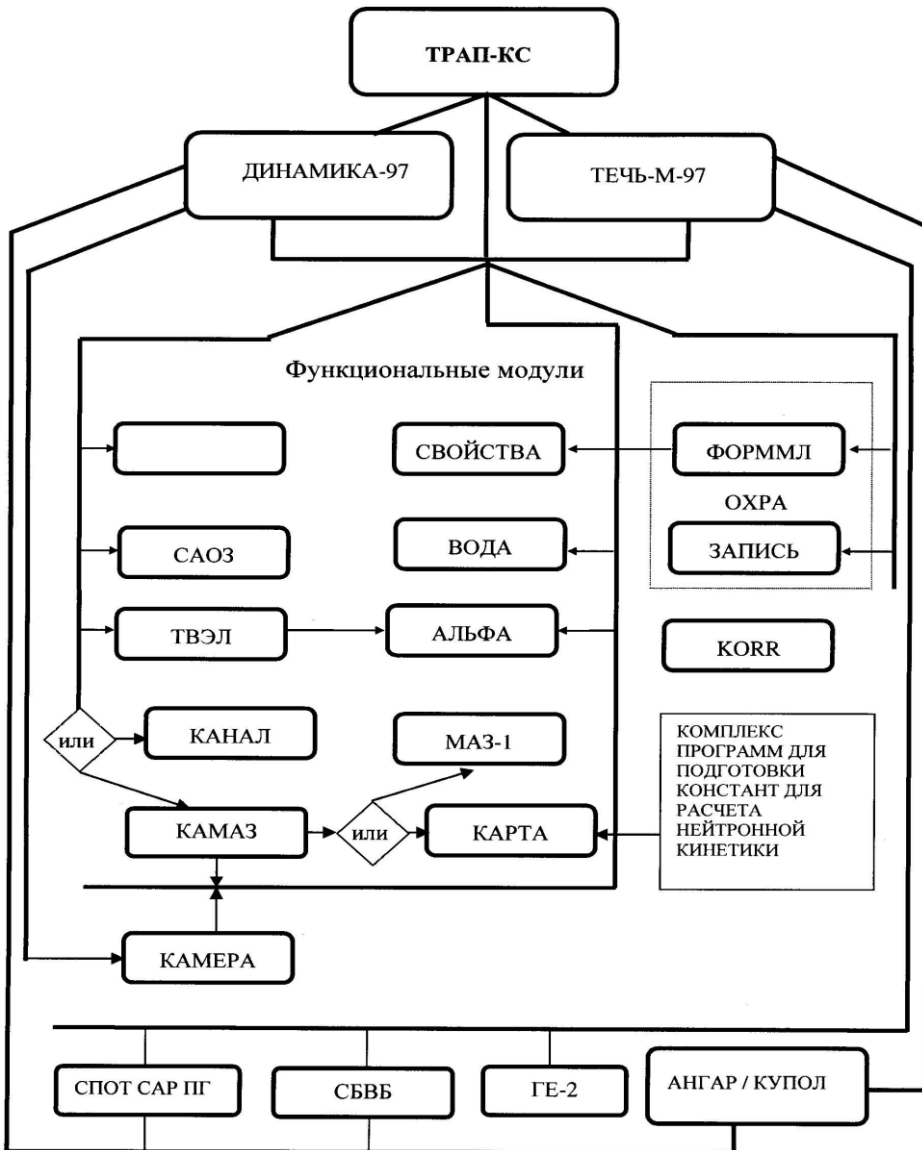


Рисунок 4.2 – Структурная схема комплекса ТРАП-КС

Программа ДИНАМИКА-97 используется для расчетного анализа теплогидравлической обстановки в первом контуре и парогенераторах энергетических установок с ВВЭР в переходных и аварийных режимах.

Математическая модель программы включает описание всех основных элементов оборудования – реактора, парогенераторов, компенсатора давления, главных циркуляционных насосов, главных циркуляционных трубопроводов, системы безопасности, систем регулирования, защит и блокировок.

Программа позволяет проводить расчеты широкого спектра нестационарных режимов:

- нарушения в работе главных циркуляционных насосов;
- изменения нагрузки турбогенераторов;
- нарушения в системе подачи питательной воды;
- нарушения в системе управления и защиты реактора и в других системах регулирования;
- разрывы паропроводов по второму контуру;
- разрывы трубопроводов питательной воды парогенераторов;
- начальной стадии аварии типа «малая течь», включая течь из первого контура во второй контур;
- эксплуатационные режимы.

Возможно проведение расчета режимов с наложением различных аварийных ситуаций.

Примеры расчетных схем первого и второго контуров реакторной установки по программе ДИНАМИКА-97 приведены на рисунках 4.3, 4.4.

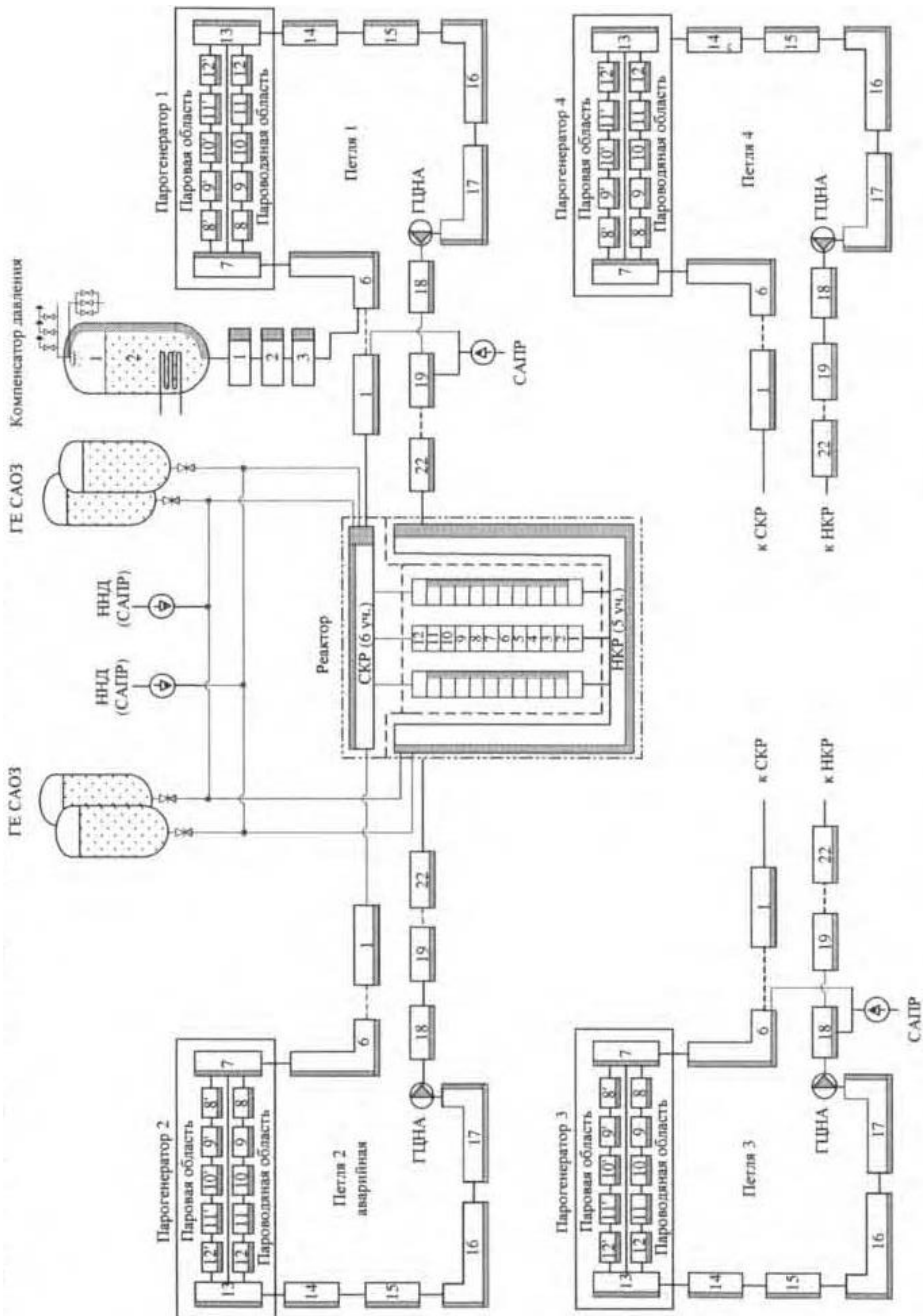


Рисунок 4.3 – Пример расчетной схемы первого контура РУ в программе ДИНАМИКА-97

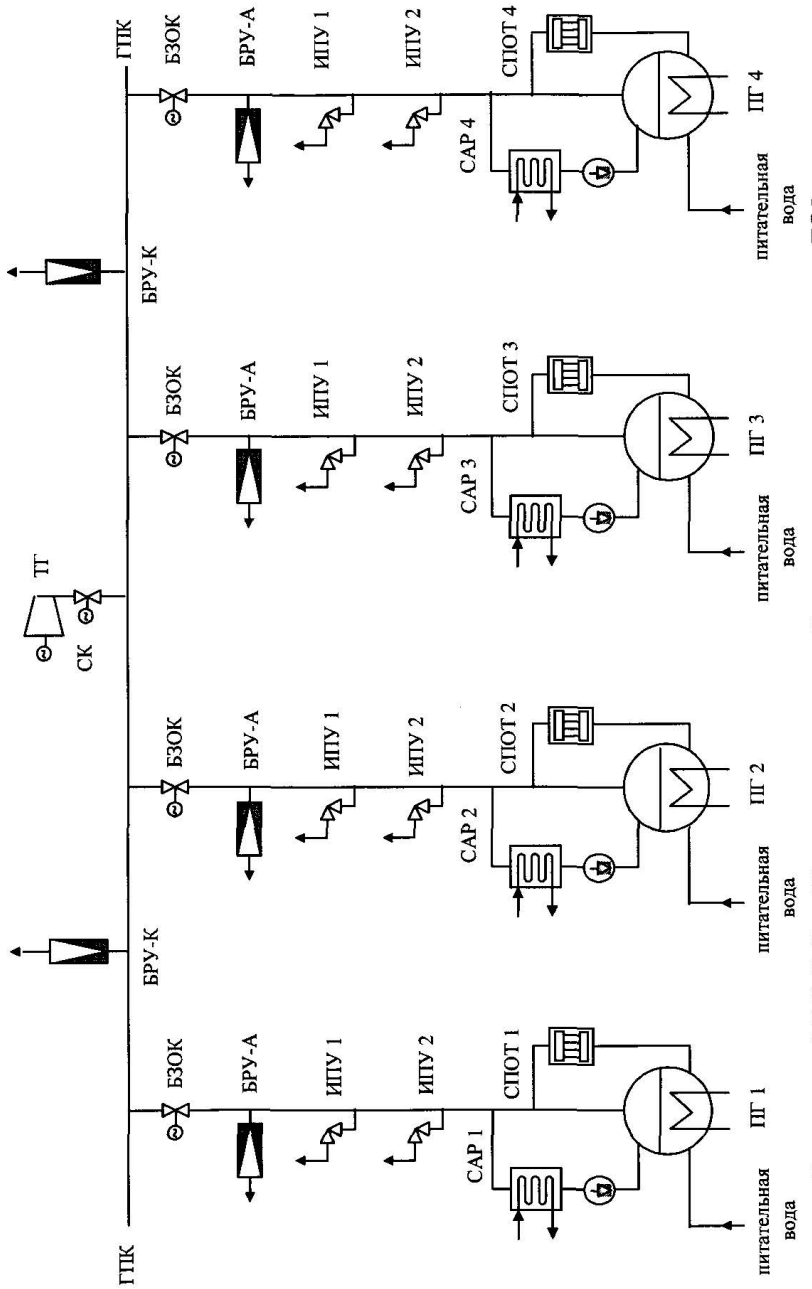


Рисунок 4.4 – Пример расчетной схемы второго контура РУ в программе ДИНАМИКА-97

Программа ТЕЧЬ-М-97 используется при обосновании безопасности АС с ВВЭР для анализа изменения параметров теплоносителя в первом контуре и температурного режима в активной зоне в авариях, вызванных нарушением герметичности первого контура.

Программа ТЕЧЬ-М-97 моделирует все основные компоненты и системы ЯЭУ с реакторами типа ВВЭР:

- реактор;
- парогенераторы;
- компенсатор давления;
- ГЦНА;
- системы регулирования и защиты и др.

Активная зона представлена параллельными каналами:

- часть каналов моделирует обогреваемую часть активной зоны (как правило, один канал с максимальной энергонапряженностью);
- один канал (необогреваемый) моделирует протечки теплоносителя мимо активной зоны.

Учитываются тепловые потери от оборудования РУ в атмосферу защитной оболочки.

В авариях с течами теплоносителя, особенно на стадии длительного расхолаживания при отказе в работе активных систем безопасности актуальным становится взаимодействие процессов в реакторной установке и защитной оболочке.

Для проведения сопряженных расчетов процессов в РУ и в помещениях и боксах АС при течах теплоносителя из РУ в объем защитной оболочки и определения изменения теплогидравлических параметров в РУ и параметров в ЗО с учетом их взаимного влияния используется связка программ ТЕЧЬ-М-97 – АНГАР.

Расчет по программам ТЕЧЬ-М-97 и АНГАР осуществляется совместно, с учетом обратных связей через параметры, которыми обмениваются программы (потоки массы и энергии через сечение течи и параметры в контайнменте).

Программа КАНАЛ-97 предназначена для анализа теплогидравлической обстановки в активной зоне и отдельных кассетах в аварийных и переходных режимах и является частью комплекса ТРАП-КС, общей для обеих общеконтурных программ (ДИНАМИКА-97 и ТЕЧЬ-

М-97). Используется при расчетном обосновании работоспособности и безопасности ЯЭУ с ВВЭР.

Программный модуль КАМАЗ предназначен для расчета теплогидравлических и нейтронно-физических процессов в активной зоне реактора. Модель теплогидравлических процессов основана на разработанной ранее в программе КАНАЛ-97 модели и позволяет проводить расчеты активных зон РУ ВВЭР с количеством каналов до 500 и количеством расчетных узлов по высоте до 30. ПМ КАМАЗ включен в программы ДИНАМИКА-97 и ТЕЧЬ-М-97. Для расчета пространственной кинетики необходимо определить значения теплогидравлических параметров по длине каждой кассеты активной зоны. Эти значения используются при определении НФХ выделенных расчетных узлов кассет. Помимо модели точечной кинетики в ПМ КАМАЗ предусмотрена возможность использования модели пространственной кинетики, при этом используется ПМ КАРТА с моделью трехмерной нейтронной кинетики в двухгрупповом диффузионном приближении.

КАМЕРА-B2 – программный модуль для расчета процессов перемешивания теплоносителя в напорной и сборной камерах реактора. Методика расчета процессов в камерах реактора основана на уравнениях сохранения массы и энергии теплоносителя. Перемешивание моделируется введением в уравнения энергии и изменения концентрации бора коэффициента турбулентного массообмена.

Программа НАСОС предназначена для определения скорости вращения и напора центробежного насоса в нестационарных режимах. Используется в качестве модуля в обобщенных программах.

Программа САОЗ предназначена для расчета изменения основных параметров в системе аварийного охлаждения активной зоны в нестационарных режимах. Моделируется работа емкостей с запасом воды под давлением газа (ГЕ-1), работа насосов аварийного расхолаживания, баков с запасом воды, соединительных трубопроводов и приямка. Используется в качестве модуля в процессе расчетов по обобщенным программам при обосновании безопасности АС с ВВЭР.

Программа ТВЭЛ-2 предназначена для расчета температурного поля в произвольном аксиальном сечении твэла ВВЭР или имитатора твэла в нестационарных режимах. Используется в качестве модуля в программах расчета теплогидравлического состояния активной зоны ВВЭР или сборки имитаторов твэлов. Методика включает в

себя расчет коэффициента теплопроводности между топливным сердечником и оболочкой и расчет тепла, выделяющегося при реакции между материалом оболочки и теплоносителем. Если температура внешней поверхности оболочки твэла превышает 700 °С, на этой поверхности происходит реакция между материалом оболочки твэла (циркониевым сплавом) и теплоносителем (паром). После деформации оболочки предусмотрена возможность учета реакции между материалом оболочки и теплоносителем на внутренней поверхности оболочки во всех сечениях, где температура внутренней поверхности оболочки превышает 700°С. Скорость окисления внутренней и внешней поверхностей оболочки рассчитывается по закону Аррениуса. Тепло, выделяющееся при реакции, учитывается при расчете температуры оболочки. Учитывается возможность деформации оболочки твэла под действием перепада между давлением газовой среды внутри твэла и внешним давлением.

Программа АЛЬФА-2 предназначена для расчета коэффициентов теплоотдачи, критических тепловых потоков и коэффициентов гидравлического сопротивления трения в различных элементах ядерных энергетических установок с ВВЭР, включая активную зону.

Программа МА3-1 предназначена для определения относительной мощности тепловыделений в активной зоне ВВЭР в точечном приближении с учетом шести групп запаздывающих нейтронов и остаточных тепловыделений. Изменение во времени положения ОР СУЗ и значение задержки на срабатывание аварийной защиты определяется пользователем.

Программа ВОДА-2 предназначена для аппроксимации теплофизических свойств воды и водяного пара.

Программа СВОЙСТВА предназначена для расчета теплофизических свойств воды и водяного пара.

4.2.2 Программное средство АНГАР

Программное средство АНГАР предназначено для расчётного моделирования изменения теплофизических параметров и компонентного состава парогазовой среды, температурного состояния строительных конструкций и технологического оборудования в системе взаимосвязанных помещений, преимущественно внутри защитных оболочек, и систем герметичного ограждения, при различных условиях эксплуатации АС:

- полного давления и средней температуры парогазовой среды в каждом расчётном объёме моделируемого объекта;
- перепада давления между расчётными объёмами;
- парциального давления и массовых/объёмных концентраций пара и неконденсирующихся газов, входящих в состав газовой фазы среды (O_2 , N_2 , CO , CO_2 , He , H_2 , Xe);
- нестационарного распределения температуры в строительных конструкциях моделируемого объекта и оборудовании в расчётных объёмах.

В программе используется метод многозонного моделирования: конструкция исследуемого реального объекта (системы взаимосвязанных помещений зоны локализации НВАЭС-2) моделируется рядом расчетных объемов (зон).

Основные процессы и физические явления, моделируемые для каждого расчетного помещения:

- источники и стоки тепла в атмосфере;
- источники и стоки тепла в приемке;
- теплообмен между парогазовой средой и водой приемка;
- теплообмен между парогазовой средой и строительными конструкциями и оборудованием;
- распространение и рекомбинация водорода;
- теплообмен между спринклерной водой и парогазовой средой помещений;
- осаждение капель из парогазовой среды;
- конвективный массообмен между помещениями;
- переток воды между приемками помещений.

Программное средство АНГАР позволяет моделировать работу систем безопасности, предусмотренных проектами АС с ВВЭР, а именно:

- спринклерную систему;
- систему подавления водорода;
- модель образования и работы приемков в режиме рециркуляции;
- систему вентиляции (приточно-вытяжную и рециркуляционную);
- модель работы теплообменников САОЗ, промконтур и технической воды;
- работу разгрузочных клапанов.

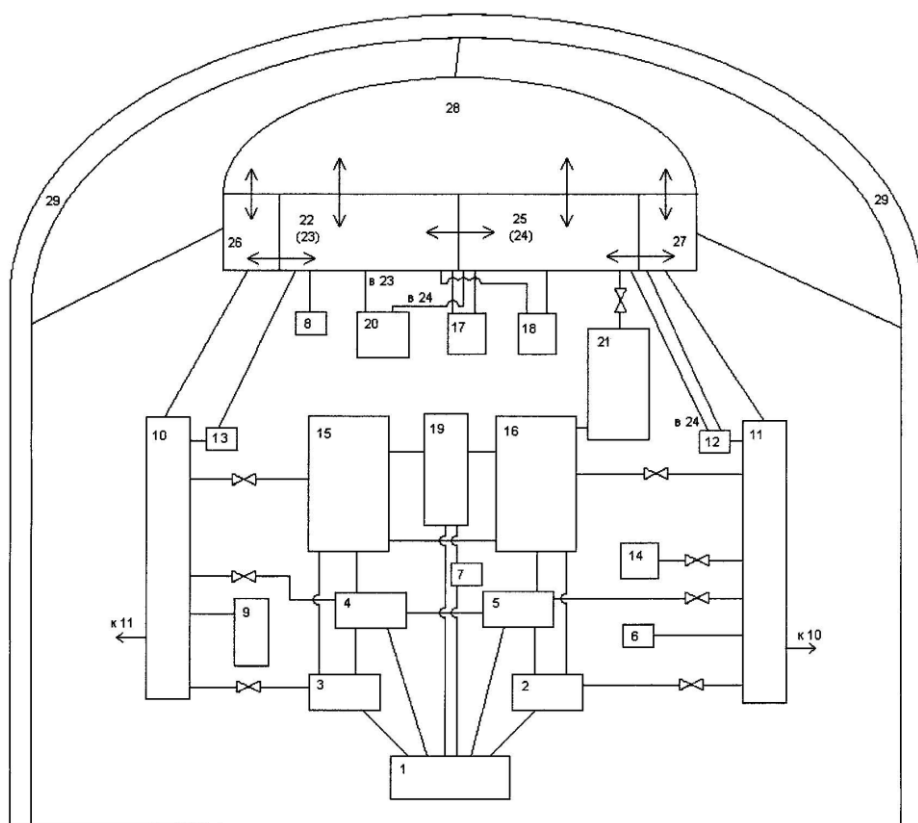


Рисунок 4.5 – Пример расчетной схемы защитной оболочки

4.3 Примеры реалистичных расчетных обоснований

В качестве примеров приводятся расчетное обоснование проектной аварии «Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием со скоростью $60\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$ », а также расчетное обоснование запроектной аварии с несрабатыванием аварийной защиты (аварии типа ANWS) «Потеря неаварийного питания переменного тока вспомогательного стационарного оборудования (обесточивание АС) с несрабатыванием аварийной защиты».

4.3.1 Проектная авария «Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием со скоростью 60 °С/ч»

На рисунках 4.6–4.39 приведены результаты расчета режима. В таблице 4.1 приведена хронологическая последовательность событий (срабатывание систем и устройств), а также блокировки и уставки, вызывающие это срабатывание для рассматриваемого режима.

Таблица 4.1 – Хронологическая последовательность срабатывания систем и устройств

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
0,0	Разрыв теплообменной трубки ПГ 2 с двусторонним истечением	Исходное событие
0,0	Начало формирования сигнала на срабатывание АЗ	По факту достижения уставки «Увеличение уровня гамма-фона в паропроводе аварийного ПГ». Инерционность – 10 с. Время прохождения сигнала по электрическим цепям – 0,5 с
10,5	Начало введения ОП СУЗ в активную зону	Сформирован сигнал АЗ
13,1–34,8	Период работы групп ТЭН КД	При достижении соответствующих уставок по давлению в первом контуре
20,5	Начало закрытия СК ТГ	Через 10 с после формирования сигнала на срабатывание АЗ. Время закрытия – 0,6 с
21,0	Начало открытия БРУ-К в режиме поддержания давления 6,9 МПа (текущее значение давления в ГПК на момент формирования сигнала	Через 0,5 с после формирования сигнала на закрытие СК ТГ по сигналу «Сброс нагрузки»

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
	на закрытие СК ТГ)	
33,3	Начало формирования сигнала «Течь из первого контура во второй»	Совпадение следующих параметров: – повышение гамма-фона в паропроводе аварийного ПГ 2; – отсутствие увеличения избыточного давления под оболочкой до 0,03 МПа; – уменьшение давления над активной зоной до 14,1 МПа при температуре теплоносителя в горячих нитках петель более 260 °С. Инерционность – 1 с. Время прохождения сигнала – 0,5 с
34,8	Сформирован сигнал «Течь из первого контура во второй». Запуск автоматического алгоритма: – включение системы аварийного ввода бора на впрыск в КД (в режиме ограничения давления 8,2 МПа); – закрытие задвижек на линии подачи борного раствора от насосов аварийного ввода бора в ГЦК; – отключение с запретом на включение САР аварийного ПГ 2; – вывод из работы с запретом на включение СПОТ в ПГ 2; – закрытие с запретом на	Действие автоматического алгоритма управления аварией

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
	<p>открытие БРУ-А на паропроводе аварийного ПГ 2 и локализирующей арматуры перед БРУ-А;</p> <ul style="list-style-type: none"> – отключение ГЦНА аварийной петли 2; – запуск САР, подключенных к неаварийным ПГ 1, 3 и 4 в режим расхолаживания первого контура с автоматическим поддержанием скорости расхолаживания 60 °С/ч; – перевод регуляторов СПОТ неаварийных ПГ 1,3,4 в полностью открытое состояние; – закрытие задвижек на линиях подачи питательной воды и продувки аварийного ПГ 2; – отключение с запретом на включение всех групп ТЭН в КД 	
64,8 – 1500,4	Период работы четырех насосов системы аварийного ввода бора на впрыск в КД (в режиме ограничения давления 8,2 МПа)	<p>Действие автоматического алгоритма.</p> <p>Через 30 с после формирования сигнала «Течь из первого контура во второй»</p>
69,8	Начало выхода САР неаварийных ПГ на мощность в режиме аварийного расхолаживания с автоматическим поддержанием скорости расхолаживания 60 °С/ч	<p>Действие автоматического алгоритма. Через 35 с с момента формирования сигнала на запуск САР за 20 с мощность изменяется от нуля до максимального значения</p>
85,0	Закрытие БРУ-К	В соответствии с алгоритмом работы БРУ-К

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
444,0	Сформирован сигнал на закрытие БЗОК и отсечной электроприводной задвижки на паропроводе аварийного ПГ 2	Действие автоматического алгоритма. По факту снижения давления над активной зоной до 8,2 МПа. Время закрытия – 10 с
4300,0	Каналы САР, подключенные к неаварийным ПГ, переключаются в режим поддержания текущего давления в ПГ	Действие автоматического алгоритма. Температура теплоносителя в горячих нитках менее 220 °С. Завершение аварийного расхолаживания РУ со скоростью 60 °С/ч
444,0	Оператор включает систему продувки-подпитки на работу в режим поддержания уровня в КД с подачей раствора борной кислоты с концентрацией 40 г/кг при расходе продувки 30 м ³ /ч	Действия оперативного персонала с целью повышения концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура
4600,0	Включение всех групп ТЭН КД и организация работы впрыска в КД с напора ГЦНА, расходом, обеспечивающим соблюдение условия не превышения запаса до кипения в горячих нитках первого контура 55 °С	Действия оперативного персонала с целью повышения концентрации борной кислоты в КД
5600,0	Отключение емкостей САОЗ	При снижении давления в первом контуре до 6,5 МПа. Действия оперативного персонала с целью исключения срабатывания ГЕ САОЗ
14100,0	Оператор подключает насос системы продувки-подпитки на подачу борной кислоты с текущей концентрацией 16 г/кг	Создана концентрация борной кислоты в первом контуре 16 г/кг

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
17500,0	Оператор отключает ГЦНА петли 1	Действия оперативного персонала по подготовке к расхолаживанию РУ
18000,0	Начало подъема уровня в КД до 10 м. Расход продувки – 30 м ³ /ч при расходе подпитки – 60 м ³ /ч	Концентрация борной кислоты в первом контуре и в КД составляет 16 г/кг
18600,0	Оператор начинает поднимать уровень в неаварийных ПГ 1, 3, 4 до уровня 3,7 м	Действия оперативного персонала по заполнению ПГ для расхолаживания РУ
21000,0 - 21100,0	САР ПГ, подключенные к неаварийным ПГ 1, 3, 4, переводятся в режим расхолаживания со скоростью 30 °С/ч. Оператор включает систему продувки-подпитки на работу в режим поддержания установившегося уровня в КД при расходе продувки 30 м ³ /ч	Действия оперативного персонала, направленные на расхолаживание РУ
21100,0	Увеличение расхода впрыска в КД с напора ГЦНА	Для снижения давления в первом контуре
25600,0	Закрытие задвижек на подачу в контур от насосов САОЗ НД и отключение ГЕ 2	При снижении давления в первом контуре до 3,0 МПа. Действия оперативного персонала с целью исключения подачи от САОЗ НД и СПЗА3 и стабилизации давления на уровне их работы
28700,0	Параметры теплоносителя первого контура: - давление теплоносителя в первом контуре составляет 1,96 МПа; - температура теплоносителя на выходе из реактора (в горячих нитках) – 157 °С	-

В результате разрыва теплообменной трубки парогенератора внутренним диаметром 13 мм возникает течь с двусторонним истечением теплоносителя из первого контура в аварийный ПГ 2, происходит потеря теплоносителя за пределы защитной оболочки.

Истечение приводит к потере массы теплоносителя первого контура и, соответственно, к снижению уровня в КД и давления первого контура, и в период с 13,1 по 34,8 с работают в соответствии со своими уставками по поддержанию давления в первом контуре группы ТЭН КД.

В расчете принято, что сигнал по повышению гамма-фона в паропроводе аварийного ПГ 2 формируется на 10,5 с (с учетом времени формирования сигнала – 10 с и времени прохождения по цепям – 0,5 с).

После срабатывания АЗ мощность реактора снижается до уровня остаточных тепловыделений, по факту срабатывания АЗ через 10 с начинают закрываться стопорные клапаны турбины.

Через 0,5 с после формирования сигнала на закрытие СК ТГ по сигналу «Сброс нагрузки» открываются БРУ-К в режиме поддержания текущего значения давления в ГПК на момент формирования сигнала на закрытие СК ТГ (6,9 МПа). В соответствии с алгоритмом работы БРУ-К их закрытие происходит на 85,0 с. После посадки стопорных клапанов турбины температура питательной воды, подаваемой в ПГ, снижается до 164 °С.

В течение переходного процесса до момента вмешательства оператора система продувки-подпитки регулирует уровень в КД в соответствии со своим алгоритмом функционирования.

На 34,8 с (с учетом инерционности – 1 с и времени прохождения сигнала по электрическим цепям – 0,4 с) по факту достижения совокупности значений параметров: повышения гамма-фона в паропроводе аварийного ПГ 2, отсутствия увеличения избыточного давления под оболочкой до 0,03 МПа и уменьшения давления над активной зоной менее 14,1 МПа при температуре теплоносителя в горячих нитках петель более 260 °С формируется сигнал «Течь теплоносителя из первого контура во второй», по которому запускается автоматический алгоритм управления аварией:

- снимается действие технологической защиты (закрытие БЗОК и отсечной электроприводной задвижки на соответствующем паропроводе) по сигналу увеличения уровня котловой воды в аварийном ПГ на 300 мм от номинального;
- включаются насосы системы аварийного ввода бора на впрыск в КД при давлении в первом контуре выше 8,2 МПа и при уровне в

КД менее 8,17 м. Насосы системы отключаются при снижении давления теплоносителя первого контура до 8,2 МПа или при увеличении уровня в КД выше 8,17 м;

- закрываются задвижки на линии подачи борного раствора от насосов аварийного ввода бора в ГЦК;
- закрывается с запретом на открытие БРУ-А на паропроводе аварийного ПГ 2 и локализирующей арматуры перед БРУ-А;
- отключается ГЦНА аварийной петли 2;
- отключаются с запретом на включение САР аварийного ПГ 2 и выводится из работы с запретом на включение СПОТ в аварийном ПГ;
- запускаются каналы САР с подключением к неаварийным ПГ 1, 3, 4 в режим расхолаживания первого контура с автоматическим поддержанием скорости расхолаживания 60 °С/ч;
- происходит перевод регуляторов СПОТ неаварийных ПГ в полностью открытое состояние;
- закрываются задвижки на линиях подачи питательной воды и продувки аварийного ПГ 2;
- отключаются с запретом на включение все группы ТЭН в КД.

При снижении давления в первом контуре до 8,2 МПа:

- закрываются БЗОК и отсечные электроприводные задвижки на паропроводе аварийного ПГ;
- снимается действие следующих технологических защит ПГ:

- 1) защитные действия при наличии сигнала уменьшение давления на выходе из коллектора пара ПГ менее 5,63 МПа при увеличении разности температур насыщения первого и второго контуров более 70 °С при температуре теплоносителя в горячих нитках петель более 150 °С («Разрыв паропровода»);
- 2) защитные действия при наличии сигнала уменьшение давления на выходе из коллектора пара ПГ менее 5,63 МПа, наличие сигнала «Разрыв паропровода» для любого другого ПГ при температуре теплоносителя в горячих нитках петель более 150 °С;
- 3) защитные действия по сигналу уменьшение давления в ПГ до 5,14 МПа при увеличении разности температур насыщения первого и второго контуров более 70 °С при температуре теплоносителя первого контура более 150 °С».

На 69,8 с САР, подключенные к неаварийным ПГ 1, 3 и 4, начинают выходить на мощность в режиме с автоматическим поддержанием скорости расхолаживания 60 °С/ч.

Ускоренное расхолаживание первого контура совместно с работой каналов системы аварийного ввода бора на впрыск в КД приводит к

снижению давления в первом контуре. При снижении давления до 8,2 МПа аварийного процесса в соответствии с алгоритмом закрывается БЗОК на паропроводе аварийного ПГ 2 на 454,0 с.

Закрытие БЗОК на аварийном ПГ 2 изолирует его от ГПК, вследствие чего прекращается выброс пара из аварийного парогенератора, минимизирован расход теплоносителя первого контура в аварийный парогенератор.

Достижения уставки на запуск систем безопасности «Уменьшение запаса до кипения в любой из горячих ниток петель до 8 °С» не происходит.

Принято, что спустя 30 мин после исходного события оператор верно диагностирует аварию и начинает подготовку к снижению давления в первом контуре и расхолаживанию РУ.

К 4300 с температура теплоносителя в горячих нитках снижается до 220 °С и заканчивается этап ускоренного расхолаживания РУ, после чего каналы САР, подключенные к неаварийным ПГ, переключаются в режим поддержания текущего давления в ПГ.

Действия оперативного персонала, начинающиеся с 4400,0 с, направлены на создание в первом контуре и в КД необходимой концентрации борной кислоты (не менее 16 г/кг) и поднятие уровней в КД и неаварийных ПГ для дальнейшего расхолаживания РУ.

С целью повышения концентрации борной кислоты на 4400 с оператор включает систему продувки-подпитки на работу в режим поддержания уровня в КД с подачей раствора борной кислоты с концентрацией 40 г/кг при расходе продувки 30 м³/ч. На 4600 с производит включение всех групп ТЭН КД и организует работу впрыска в КД с напора ГЦНА, расходом, обеспечивающим соблюдение условия не превышения запаса до кипения в горячих нитках первого контура 55 °С.

После создания концентрации борной кислоты в первом контуре 16 г/кг оператор подключает насос системы продувки-подпитки на подачу борной кислоты с концентрацией 16 г/кг.

С целью исключения стабилизации давления на уровне работы ГЕ при снижении давления в первом контуре до 6,5 МПа оператор на 5600 с отключает ГЕ САОЗ для предотвращения их срабатывания.

При достижении необходимой концентрации борной кислоты в КД оператор на 17500,0 с отключает ГЦНА петли 1. Далее принимаются меры для заполнения КД до уровня 10 м (расход продувки – 30 м³/ч при расходе подпитки 60 м³/ч) и подъема уровня в неаварийных ПГ 1, 3, 4 до 3,7 м.

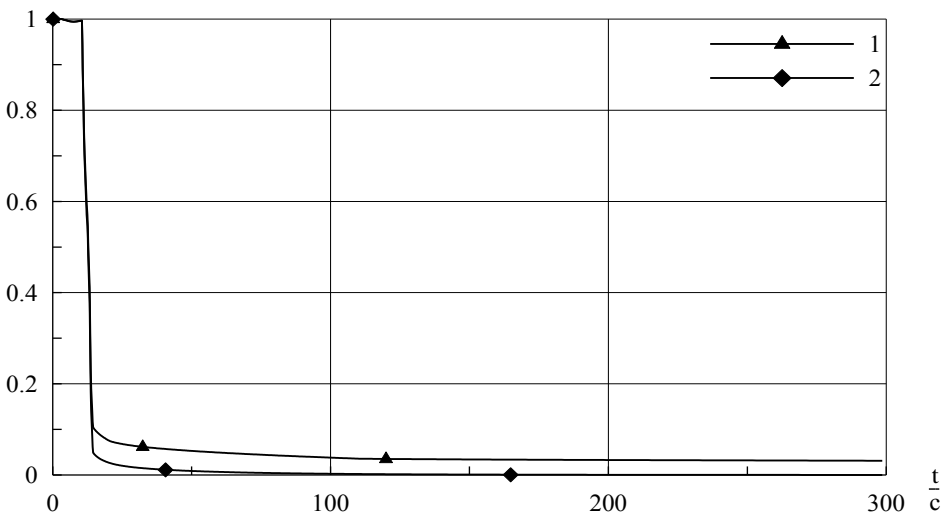
После заполнения КД оператор переключает систему продувки-подпитки на работу в режиме поддержания установившегося уровня в КД, переводит САР ПГ, подключенные к неаварийным ПГ 1, 3, 4 в режим расхолаживания со скоростью 30 °С/ч и увеличивает расход впрыска в КД с напора ГЦНА с целью снижения давления в первом контуре.

На 25600,0 с при снижении давления в первом контуре до 3,0 МПа оператор закрывает задвижки на подачу в контур от насосов САОЗ НД и отключает ГЕ САОЗ.

К 28700,0 с аварийного процесса достигнуты параметры теплоносителя первого контура, требуемые для подключения САПР. Оператор включает последовательно два канала САПР НД в работу по схеме планового расхолаживания по замкнутому контуру.

При достижении давления в первом контуре на уровне 1,96 МПа с целью создания условий для работы ГЦНА подается азот в КД для поддержания давления на этом уровне.

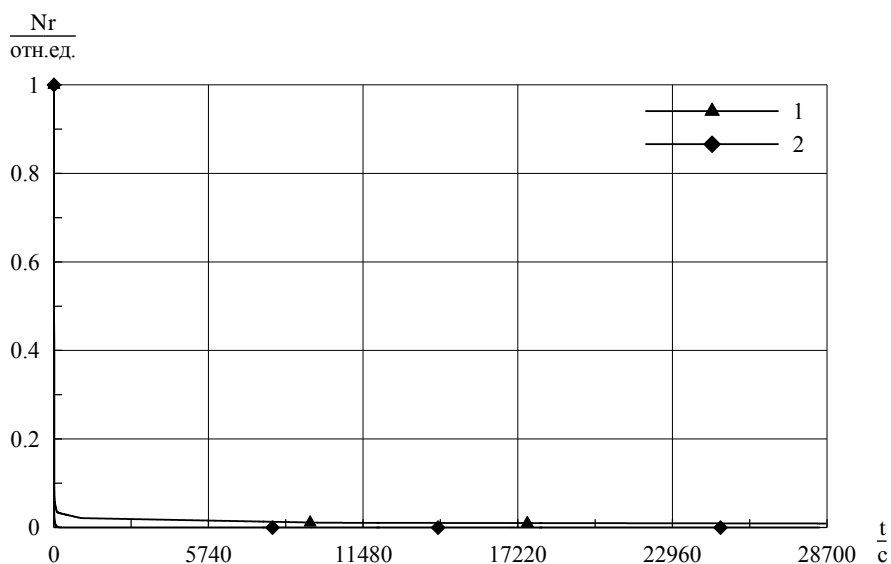
$\frac{N_{г}}{\text{отн.ед.}}$



1 – относительная мощность тепловыделений в активной зоне

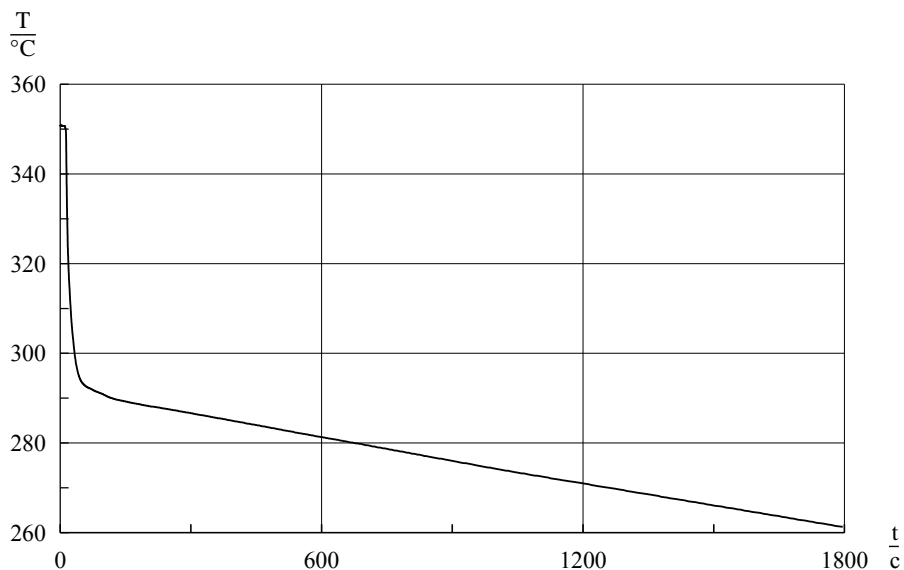
2 – относительная нейтронная мощность

Рисунок 4.6 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



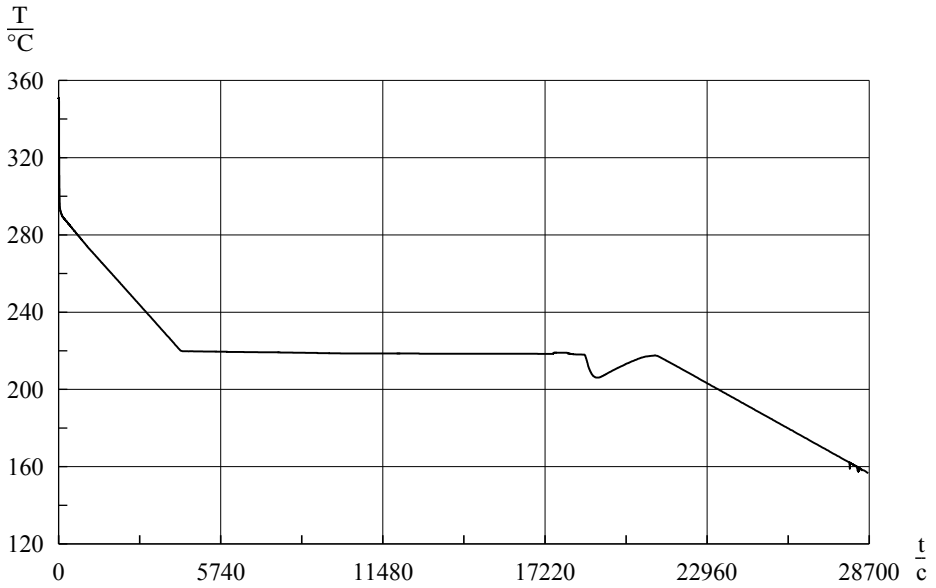
1 – относительная мощность тепловыделений в активной зоне
 2 – относительная нейтронная мощность

Рисунок 4.7 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



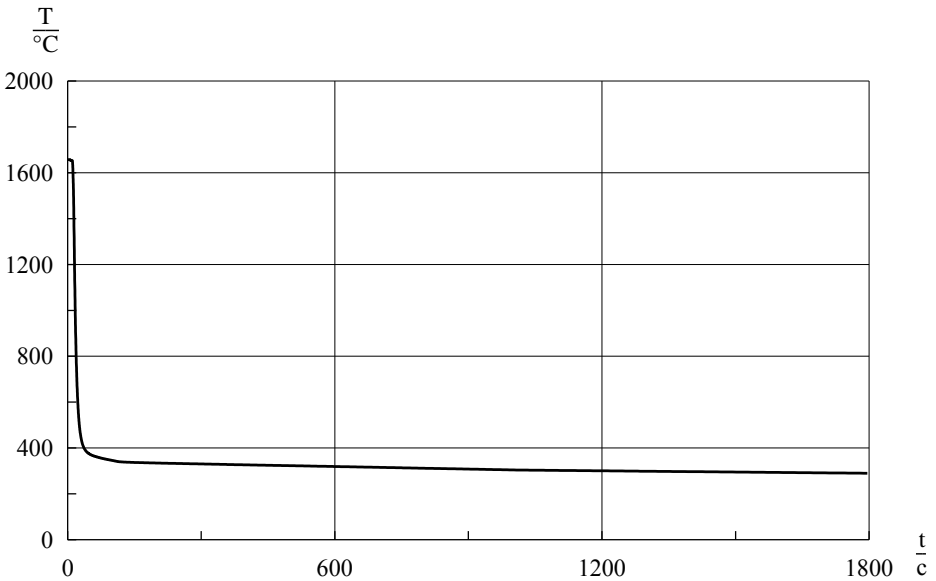
Максимальная температура оболочек топливного элемента

Рисунок 4.8 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



Максимальная температура оболочек топливного элемента

Рисунок 4.9 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



Максимальная температура топлива

Рисунок 4.10 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием

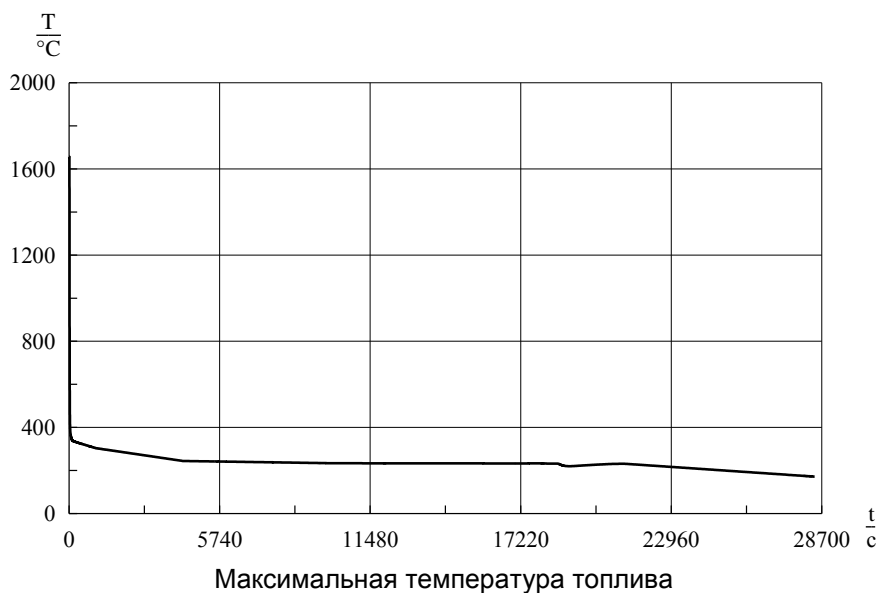


Рисунок 4.11 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием

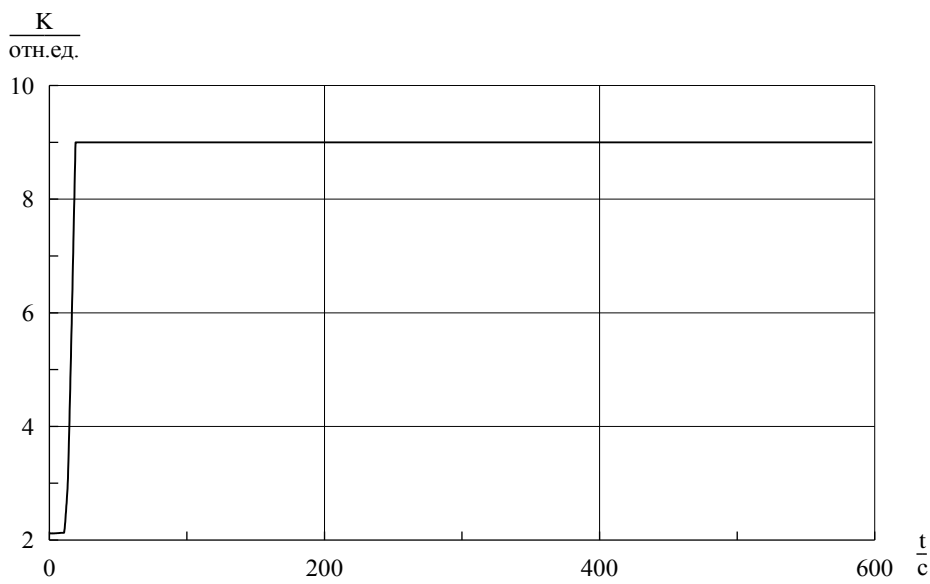
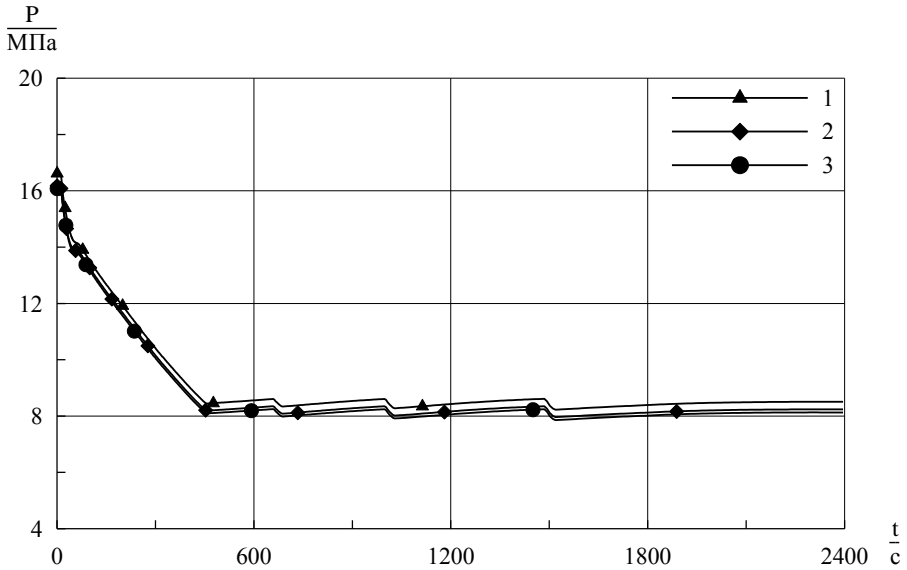
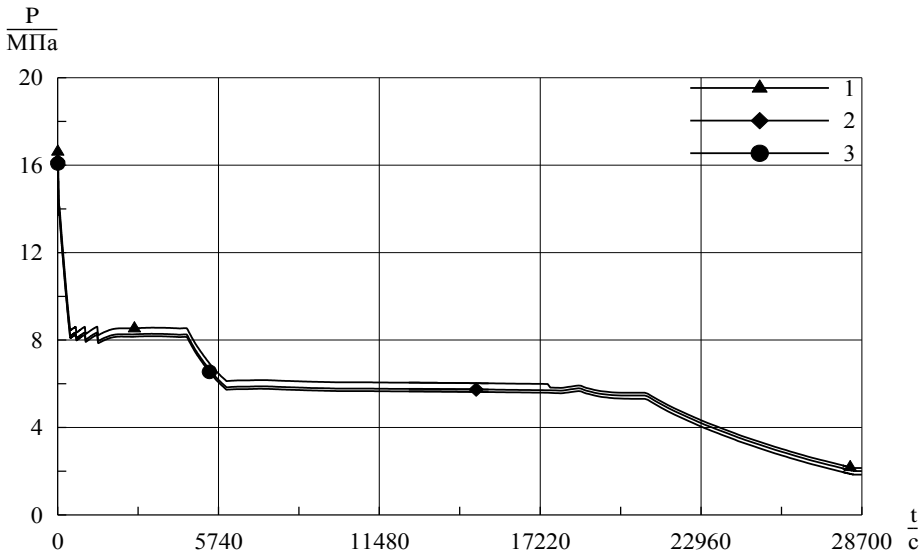


Рисунок 4.12 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



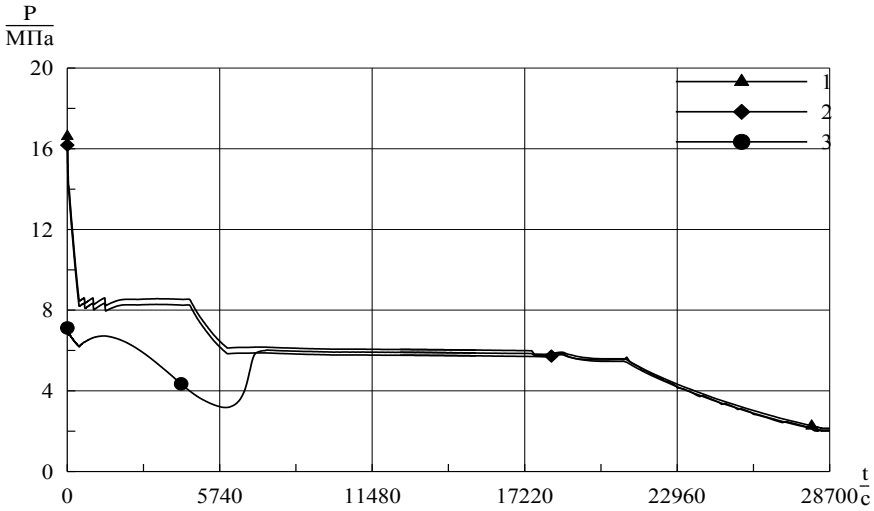
1 – давление на входе в реактор; 2 – давление на выходе из реактора
3 – давление в КД

Рисунок 4.13 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



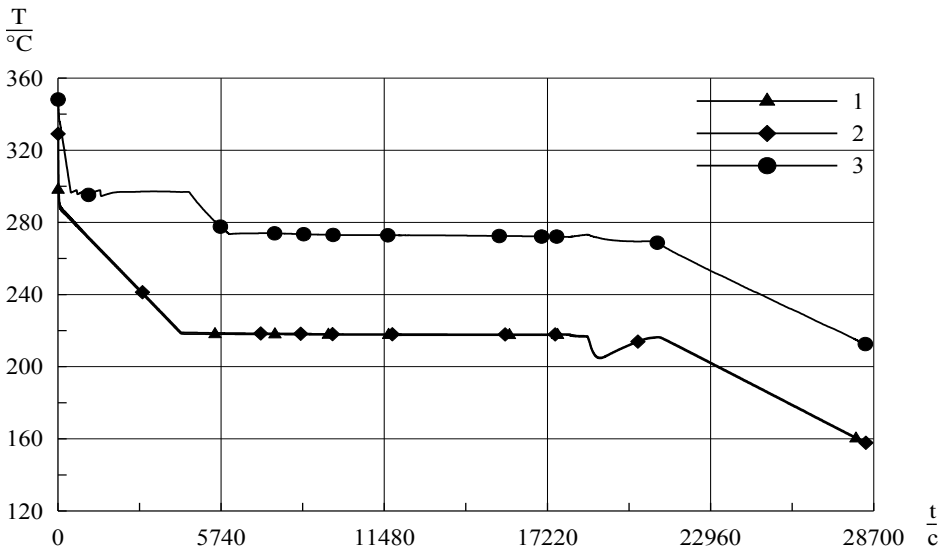
1 – давление на входе в реактор; 2 – давление на выходе из реактора
3 – давление в КД

Рисунок 4.14 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



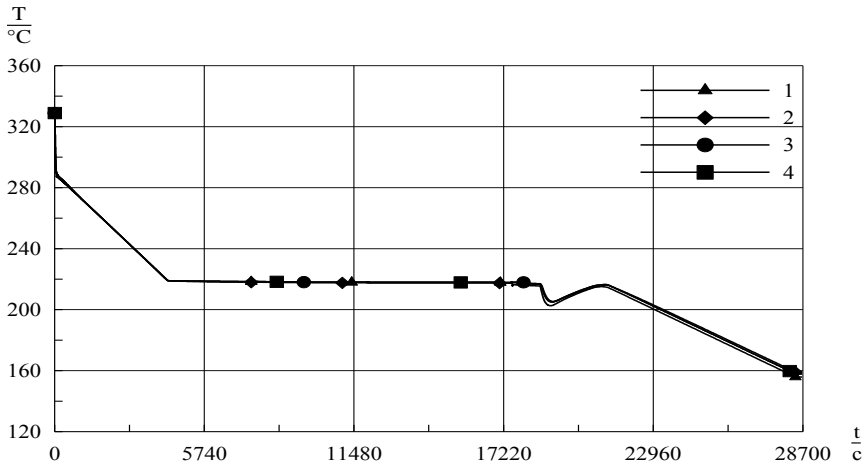
1 – давление на входе в реактор; 2 – давление на выходе из реактора
3 – давление в аварийном ПГ 2

Рисунок 4.15 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



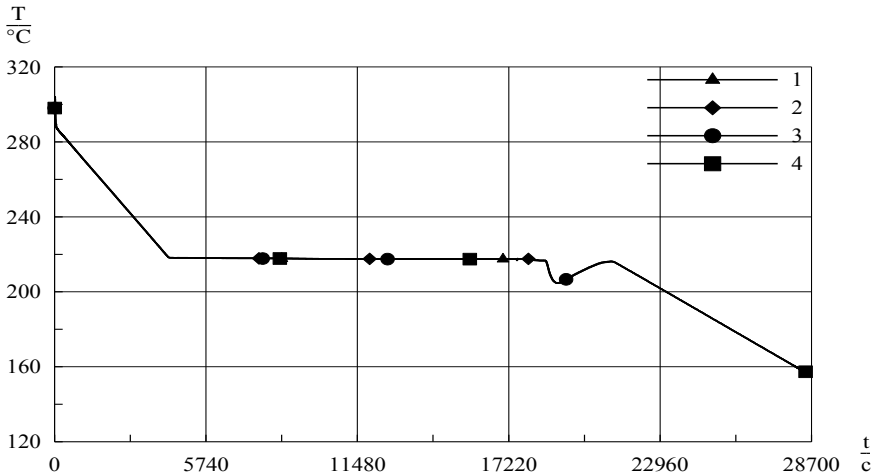
1 – температура теплоносителя на входе в реактор
2 – температура теплоносителя на выходе из реактора
3 – температура насыщения при давлении на выходе из реактора

Рисунок 4.16 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



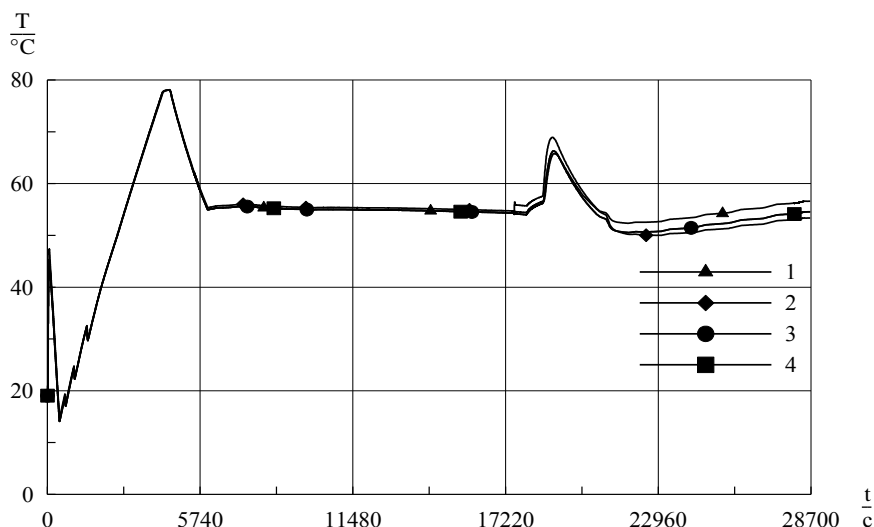
- 1 – температура теплоносителя в горячей нитке петли 1
- 2 – температура теплоносителя в горячей нитке петли 2
- 3 – температура теплоносителя в горячей нитке петли 3
- 4 – температура теплоносителя в горячей нитке петли 4

Рисунок 4.17 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



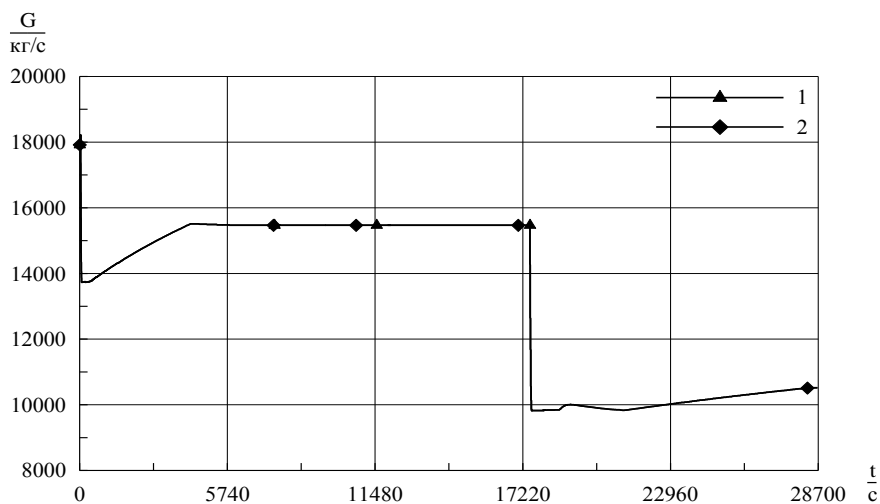
- 1 – температура теплоносителя в холодной нитке петли 1
- 2 – температура теплоносителя в холодной нитке петли 2
- 3 – температура теплоносителя в холодной нитке петли 3
- 4 – температура теплоносителя в холодной нитке петли 4

Рисунок 4.18 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



- 1 – запас до кипения в горячей нитке петли 1
- 2 – запас до кипения в горячей нитке петли 2
- 3 – запас до кипения в горячей нитке петли 3
- 4 – запас до кипения в горячей нитке петли 4

Рисунок 4.19 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



- 1 – расход теплоносителя на входе в активную зону
- 2 – расход теплоносителя на выходе из активной зоны

Рисунок 4.20 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием

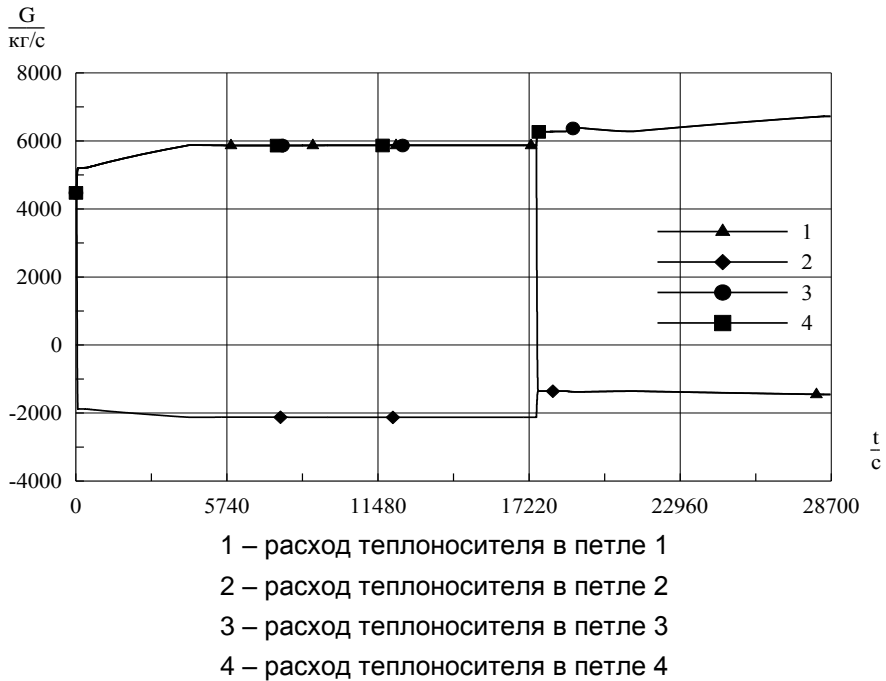
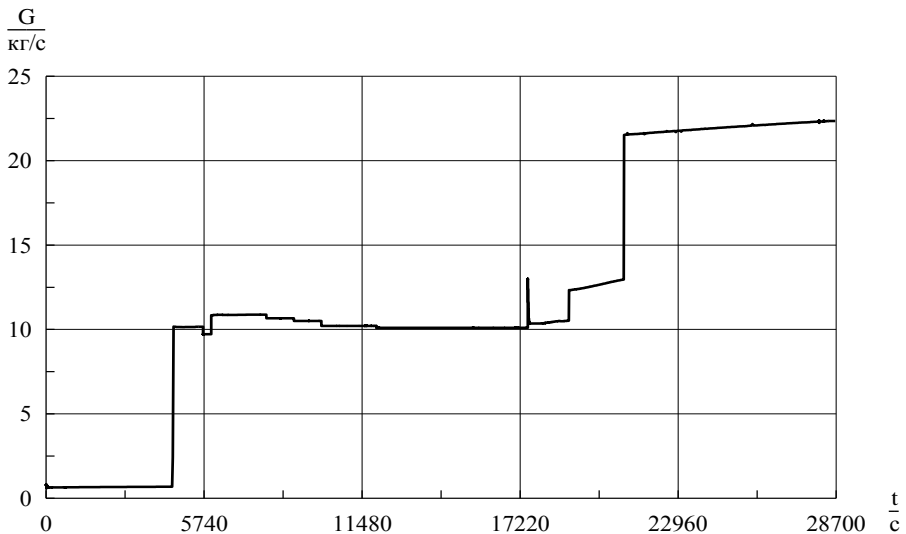
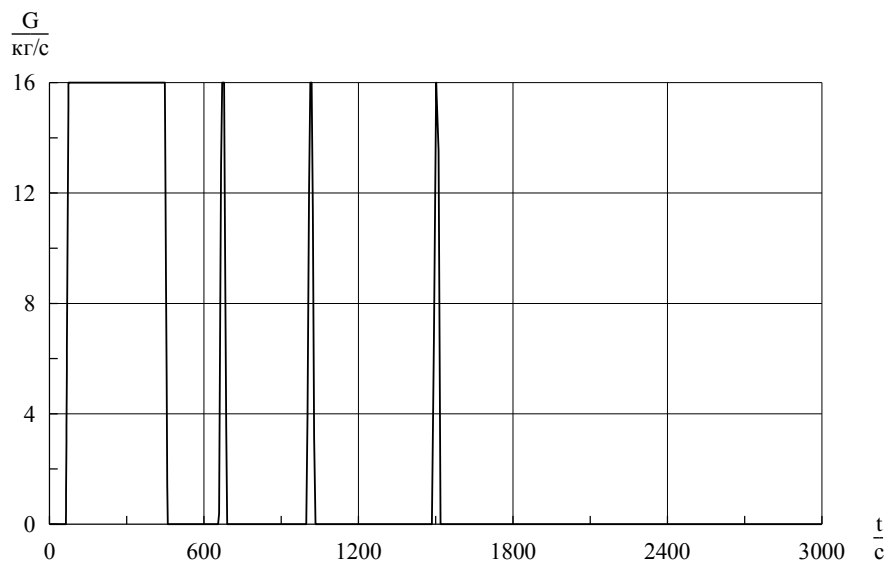


Рисунок 4.21 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



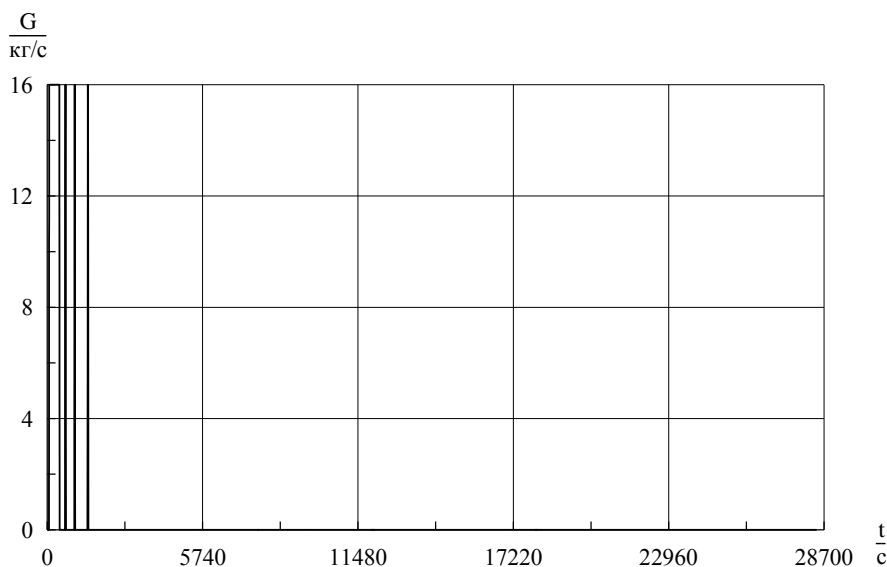
Расход впрыскиваемого теплоносителя в КД с напора ГЦН

Рисунок 4.22 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



Расход борного раствора от системы аварийного ввода бора на впрыск в КД

Рисунок 4.23 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



Расход борного раствора от системы аварийного ввода бора на впрыск в КД

Рисунок 4.24 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием

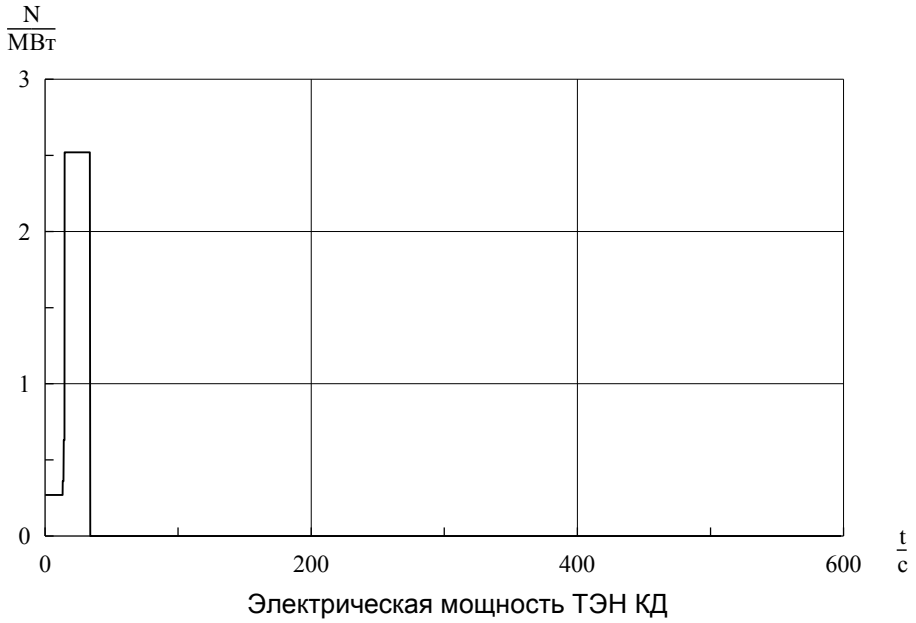


Рисунок 4.25 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием

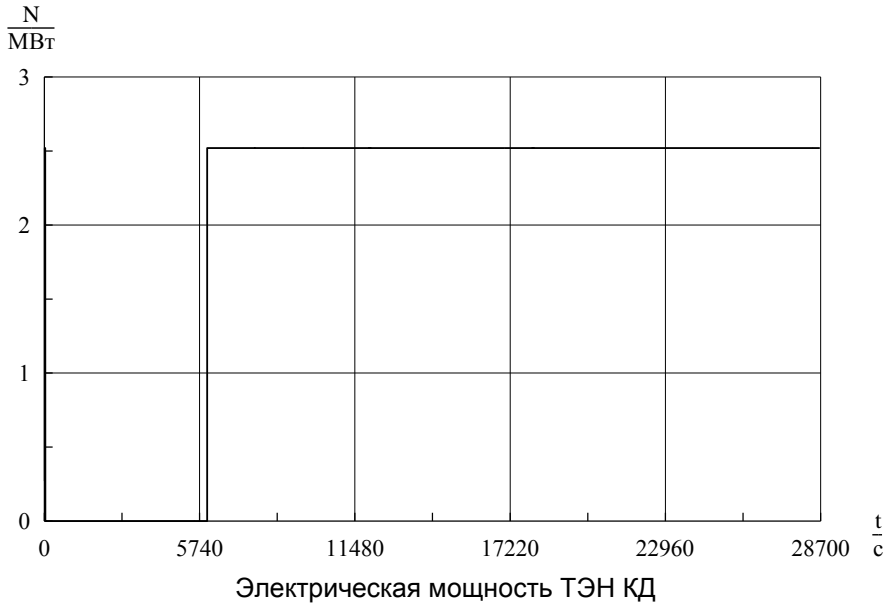
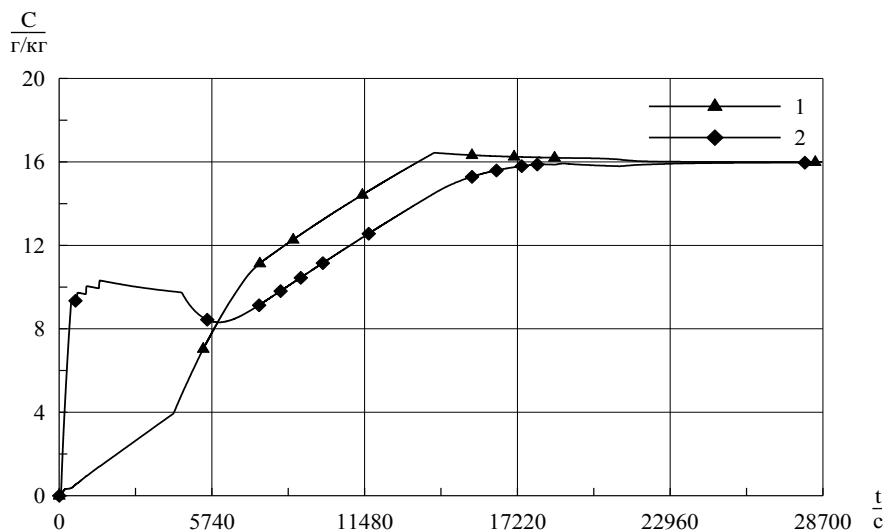
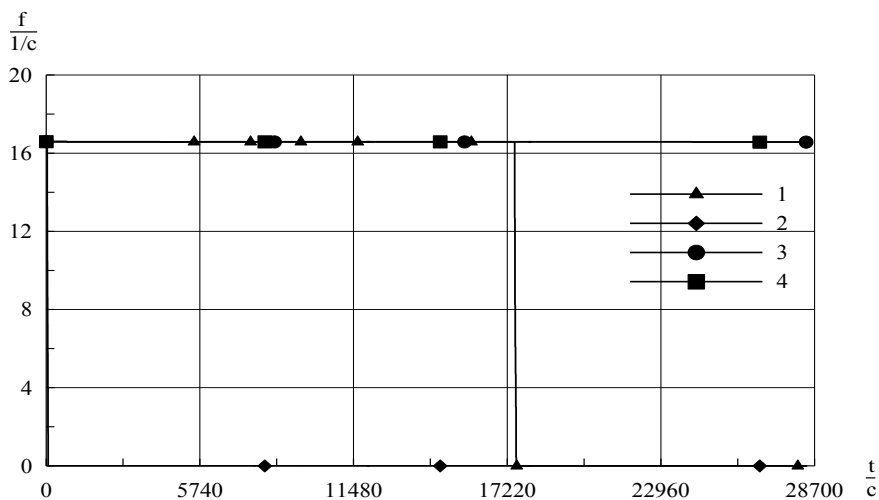


Рисунок 4.26 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



1 – концентрация борной кислоты на выходе из активной зоны
 2 – концентрация борной кислоты в КД

Рисунок 4.27 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



1 – частота вращения ГЦНА петли 1
 2 – частота вращения ГЦНА петли 2
 3 – частота вращения ГЦНА петли 3
 4 – частота вращения ГЦНА петли 4

Рисунок 4.28 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием

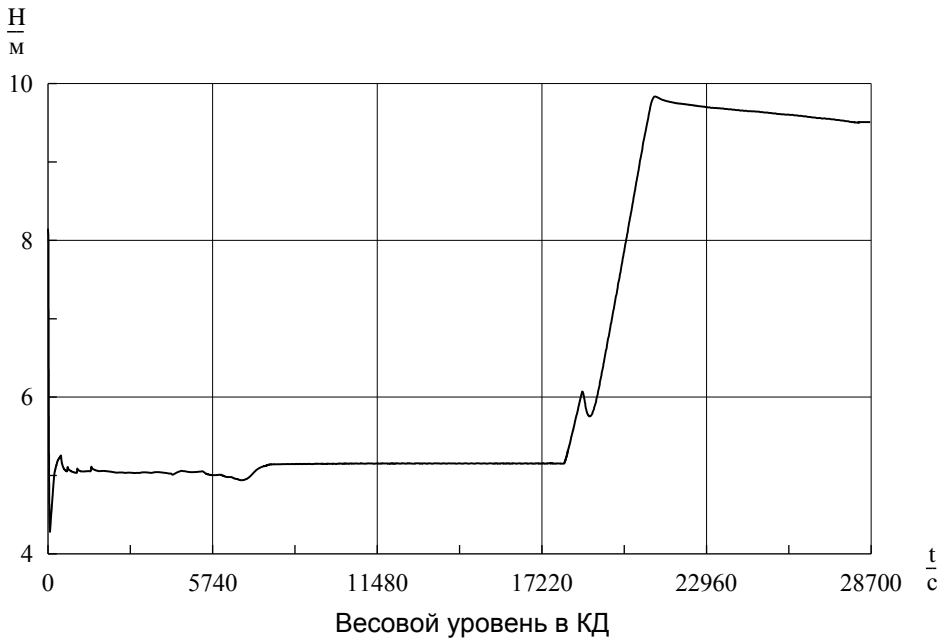


Рисунок 4.29 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием

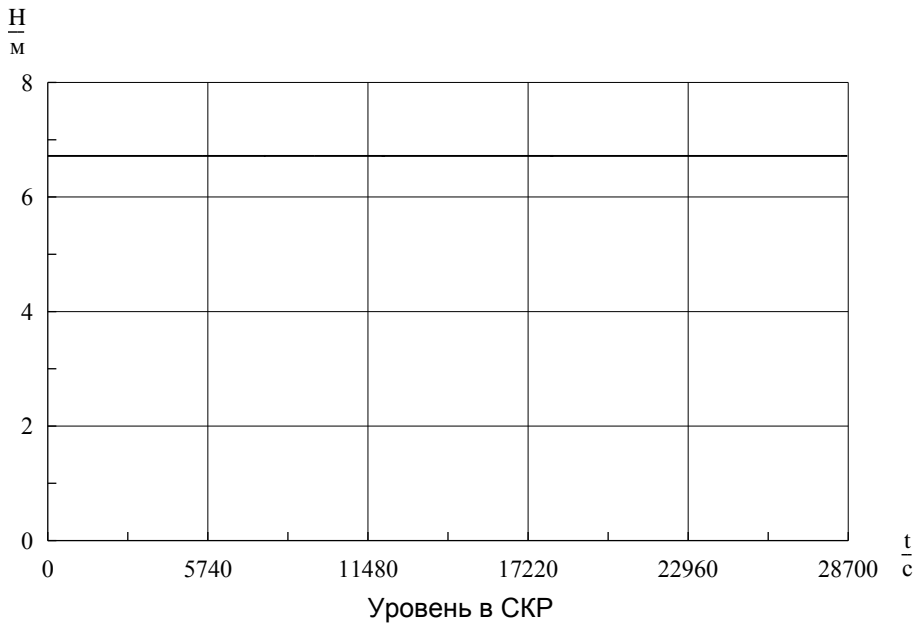
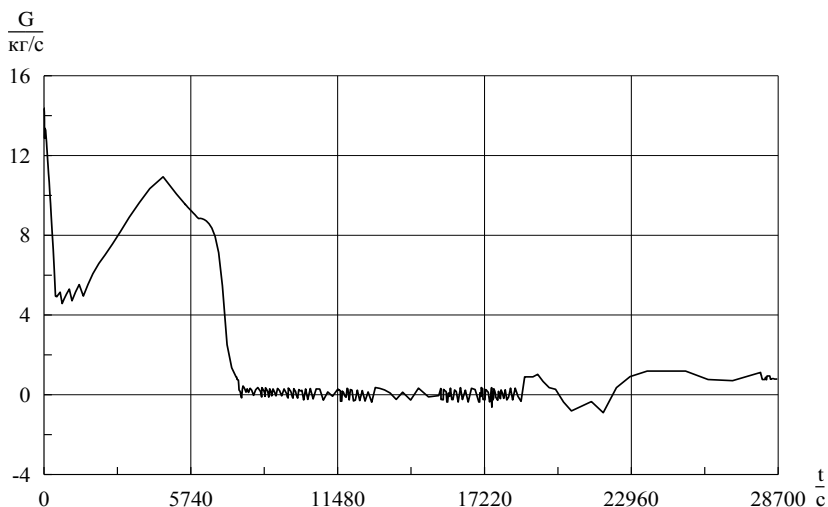
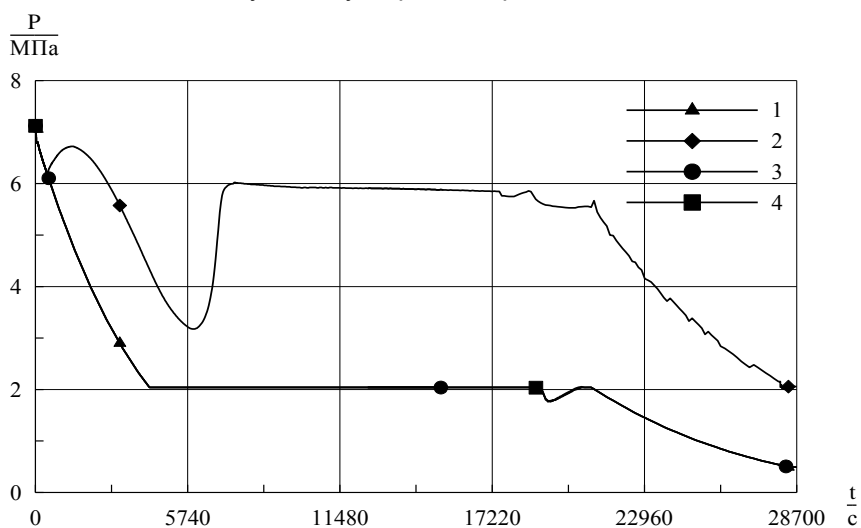


Рисунок 4.30 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



Расход теплоносителя из первого контура в аварийный ПГ 2

Рисунок 4.31 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



- 1 – давление в парогенераторе петли 1
- 2 – давление в парогенераторе петли 2
- 3 – давление в парогенераторе петли 3
- 4 – давление в парогенераторе петли 4

Рисунок 4.32 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием

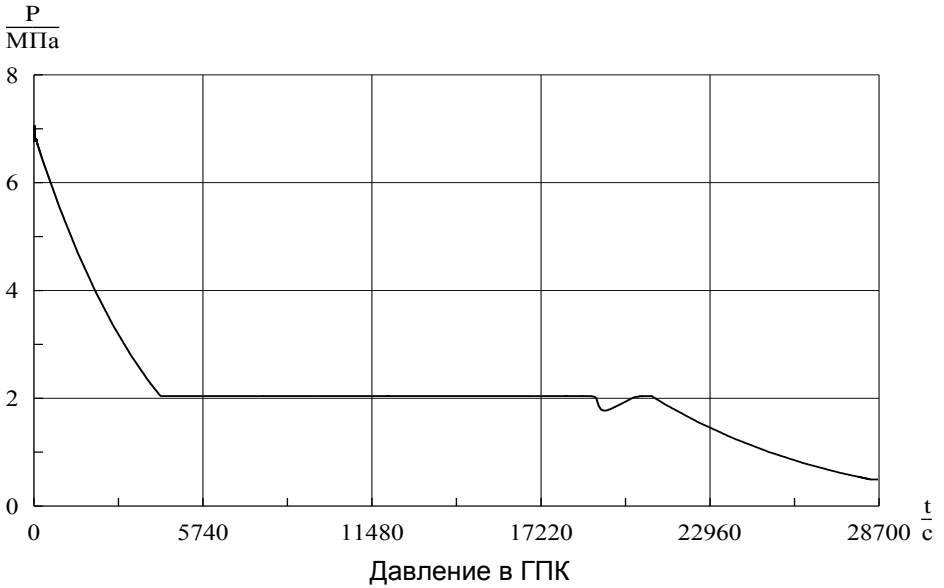


Рисунок 4.33 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием

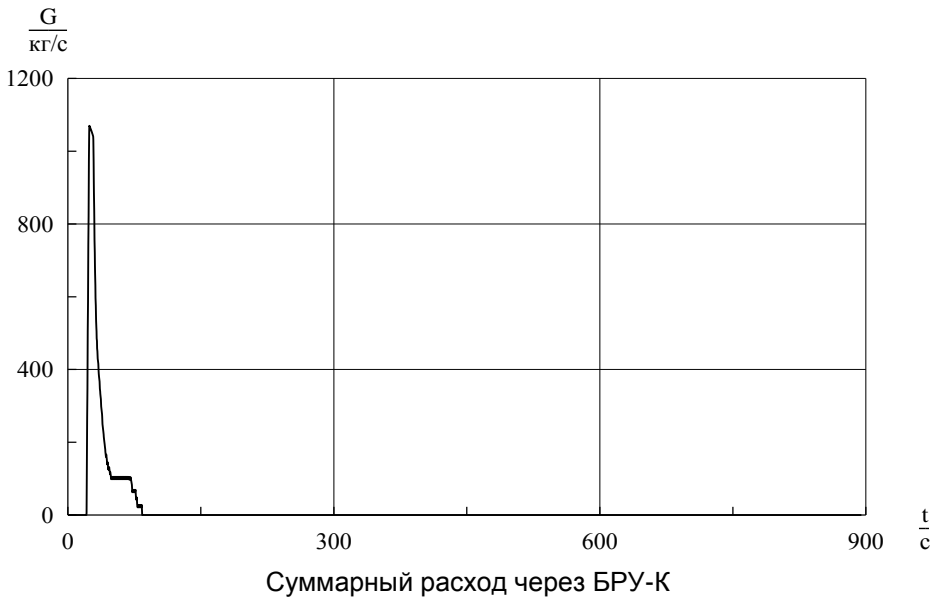
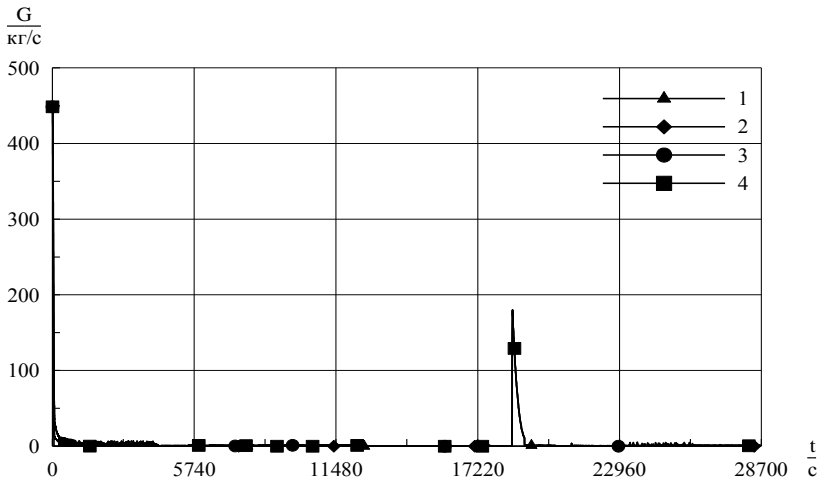
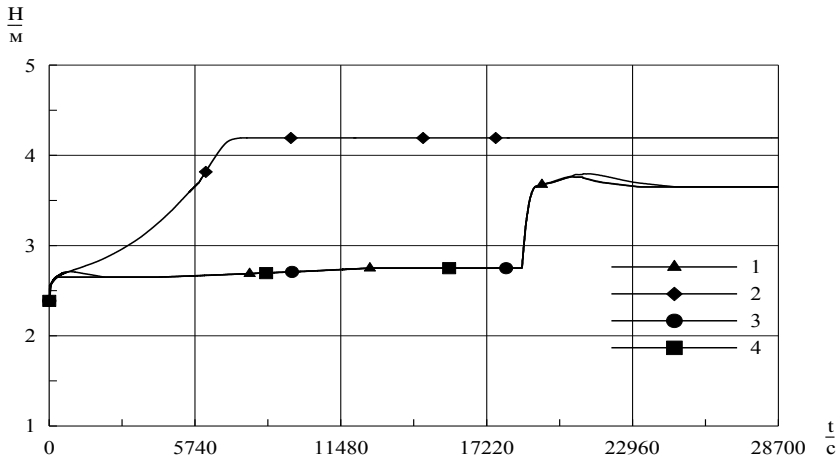


Рисунок 4.34 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



- 1 – расход питательной воды в ПГ 1
- 2 – расход питательной воды в ПГ 2
- 3 – расход питательной воды в ПГ 3
- 4 – расход питательной воды в ПГ 4

Рисунок 4.35 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



- 1 – уровень воды в ПГ 1
- 2 – уровень воды в ПГ 2
- 3 – уровень воды в ПГ 3
- 4 – уровень воды в ПГ 4

Рисунок 4.36 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием

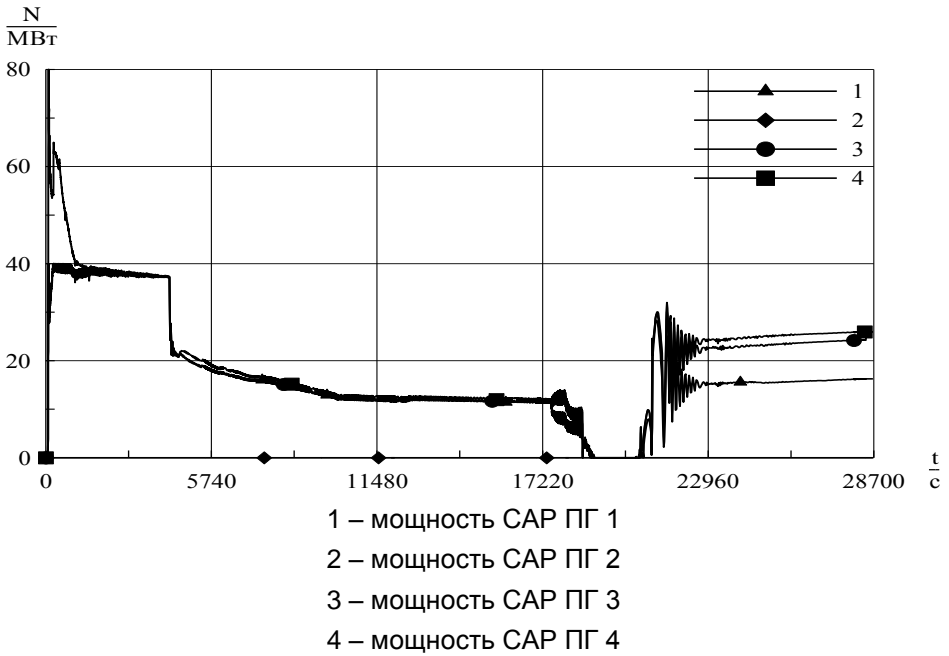


Рисунок 4.37 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием

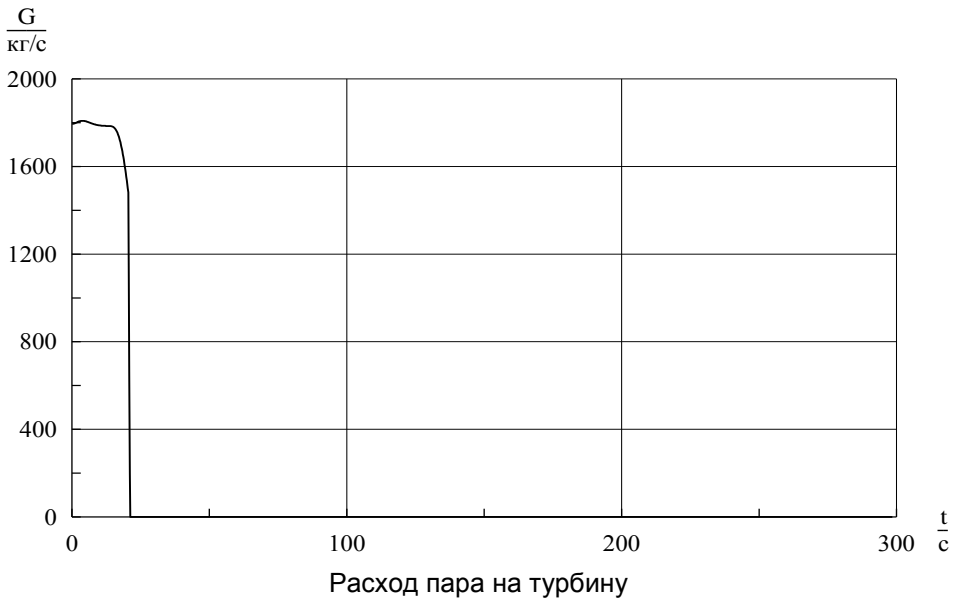
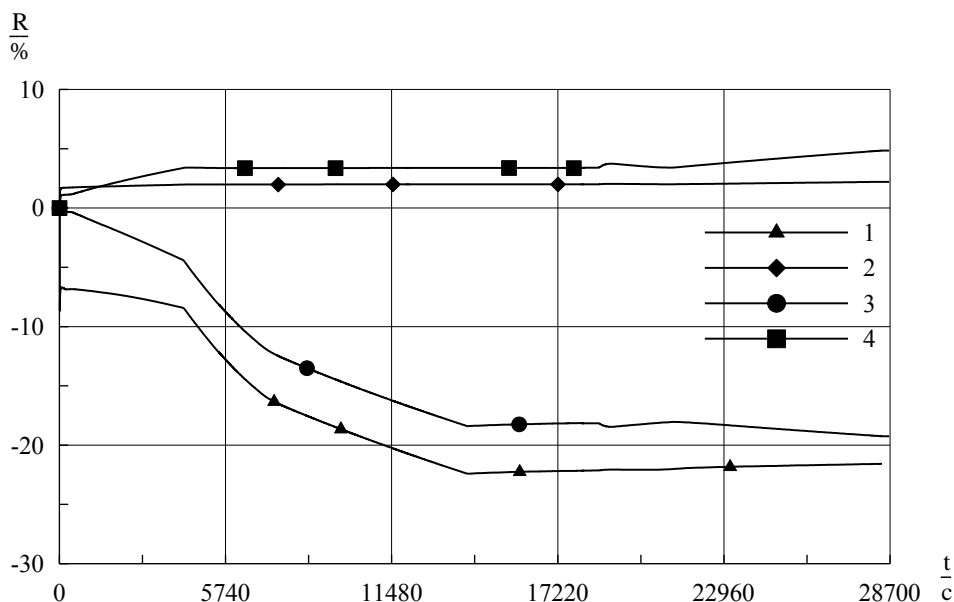


Рисунок 4.38 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием



1 – суммарная реактивность активной зоны

2 – реактивность, вносимая за счет изменения топлива

3 – реактивность, вносимая за счет изменения концентрации бора

4 – реактивность, вносимая за счет изменения плотности теплоносителя

Рисунок 4.39 – Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим ускоренным расхолаживанием

По объективным причинам практические данные о работе автоматического алгоритма «Течь теплоносителя из первого контура во второй» при данном виде аварий отсутствуют.

Несовершенство оборудования и автоматики может привести к ложному срабатыванию вышеуказанного алгоритма, особенно в сложных переходных процессах, связанных с дополнительными отказами или некорректной работой автоматики, что и произошло на энергоблоке № 2 НВАЭС-2 в переходном режиме после закрытия комбинированных затворов на сливе с конденсаторов от циркуляционных насосов ЦН-1 и ЦН-2.

В исходном состоянии энергоблок № 2 НВАЭС-2 находился в эксплуатационном состоянии «Работа на мощности» с $N_{\text{ТЕПЛ}}=100\%$.

Краткое описание нарушения до момента срабатывания необходи-

мого нам алгоритма:

17:07 Закрытие комбинированных затворов на сливе с конденсаторов от циркуляционных насосов ЦН-1 и ЦН-2 по причине обесточивания шкафов управления затворами.

17:09:33 Сработала защита по повышению давления в конденсаторе ТА 20MAG10 до 20 кПа, работа УПЗ, РОМ, ТГ отключен от сети.

17:09:46 Закрытие БРУ-К с запретом открытия по факту повышения давления в конденсаторах турбины более 20 кПа.

17:09:53 Начало открытия БРУ-А 1–4 по проектному алгоритму, при росте давления в ПГ более 7,7 МПа.

17:09:56 сработала аварийная защита РУ по факту повышения давления в ПГ 1–4 более 8,0 МПа. Включились в работу 1 и 2 каналы системы САР ПГ (JNB 10÷40) по проектному алгоритму.

17:10:31 Закрылись БРУ-А 1–4.

17:10:44 Отключился ГЦНА 2 по НПГ 2 = 2,9 м.

17:11:04 Отключился последний ПН (20КВА31АР001) защитой по снижению давления на всасе насоса менее 0,02 МПа. АВР ПН выключается из автоматического режима.

17:12:02 Закрыт БЗОК и арматура 21LBA20AA002 на паропроводе от ПГ 2 по повышению $H_{ПГ2}=3,0$ м.

17:13:37 При снижении уровня в КД до 4,0 м сработал проектный алгоритм функции CD11 «Локализация ПГ 2 при течи 1 контура во 2 контур» при отсутствии реальной течи 1 контура в ПГ 2.

Динамику вышеописанного процесса можно посмотреть на рисунках 4.40–4.43.

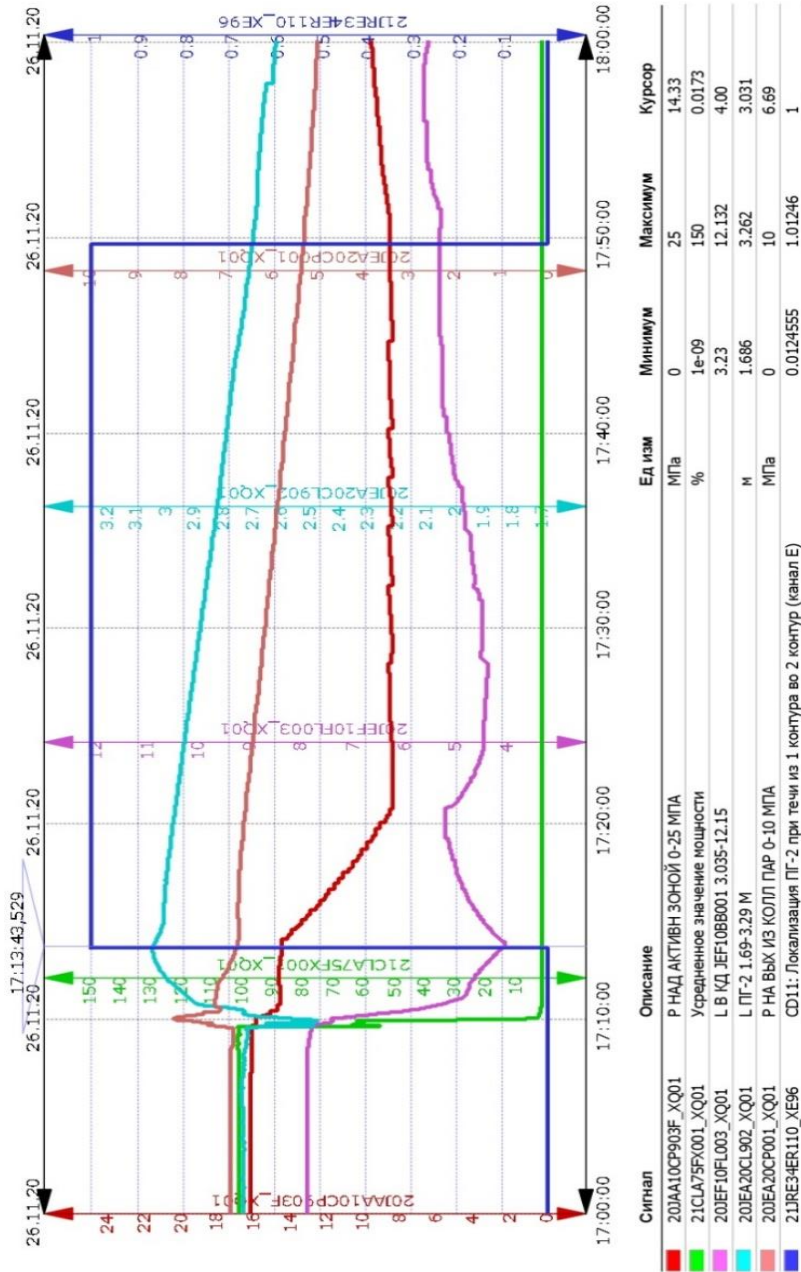


Рисунок 4.40 – Формирование алгоритма CD11 «Локализация ПГ 2 при течи 1 контура во 2 контур» вследствие снижения уровня в КД до 4,0 м при уровне в ПГ 2 $H_{ПГ2} > 2,95$ м

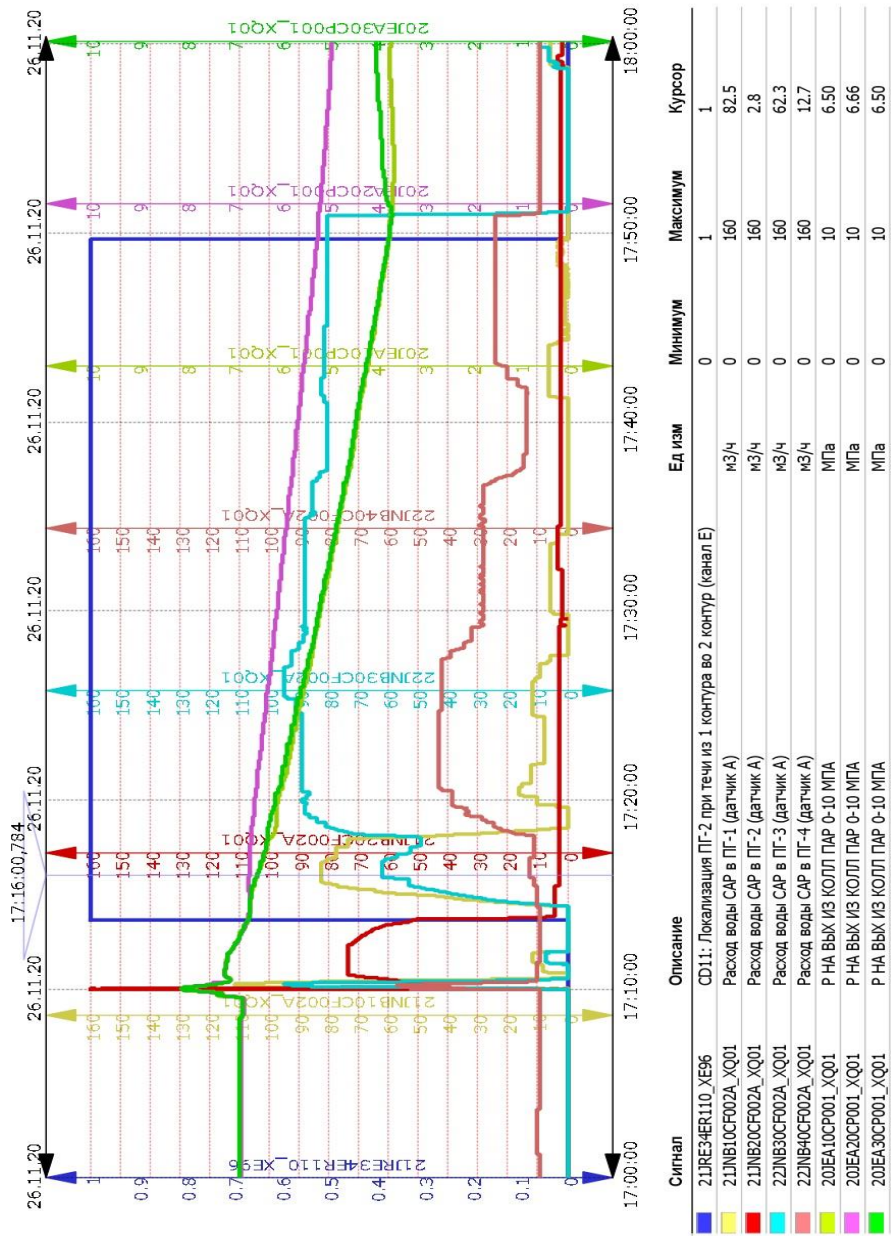


Рисунок 4.41 – Локализация ПГ 2 (можно увидеть по снижению расхода от САР в ПГ 2) и работа САР на «неаварийных» ПГ 1,3,4. При этом учесть, что САР ПГ 1–4 уже были в работе в режиме поддержания давления в ПГ 1–4 равным 6,7 МПа по факту повышения давления в ПГ 1–4 более 8,0 МПа

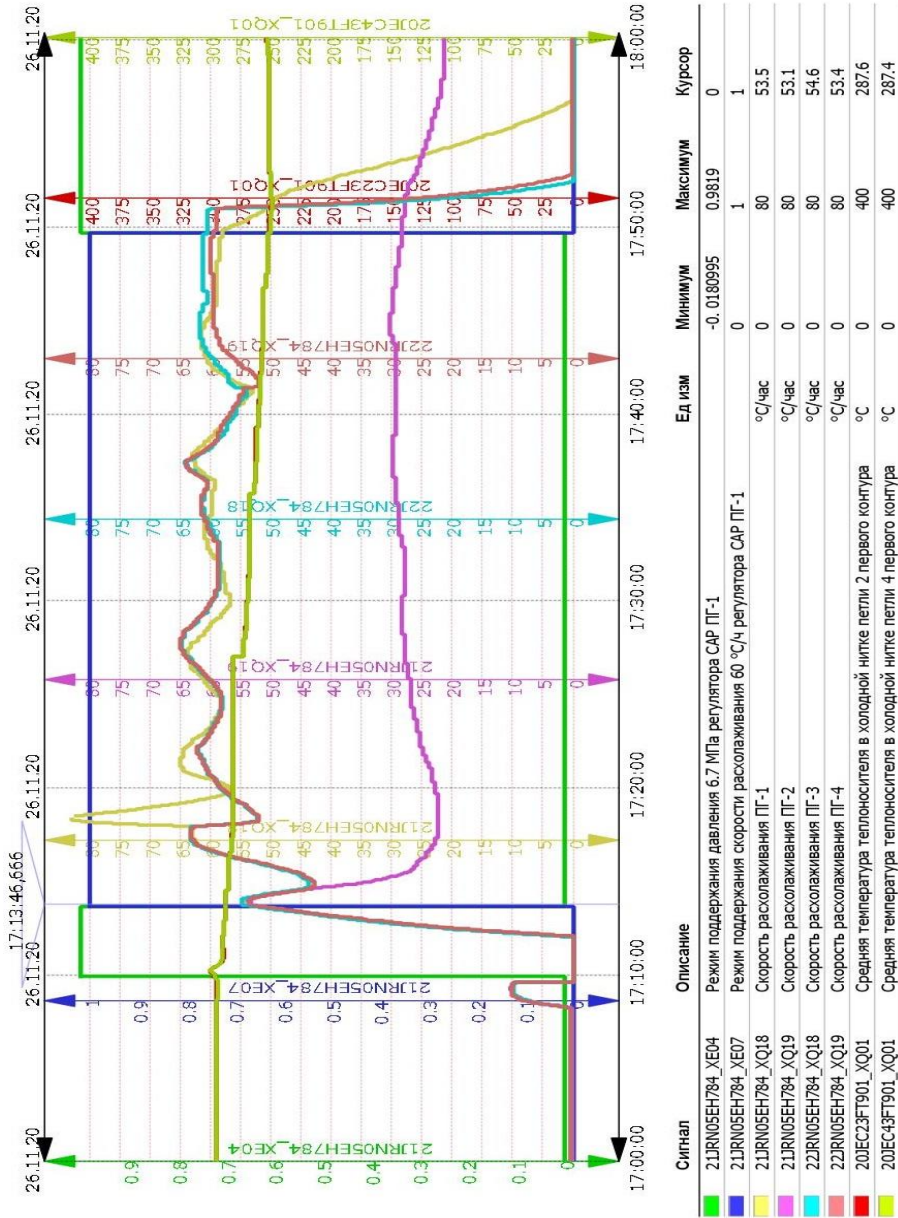


Рисунок 4.42 – Работа функции ВС16 «Переключение режимов регулятора САР ПГ» по изменению режима с поддержания постоянного давления в ПГ равного 6,7 МПа на поддержание постоянной скорости расхолаживания ПГ 60 °С/ч из-за формирования алгоритма CD11

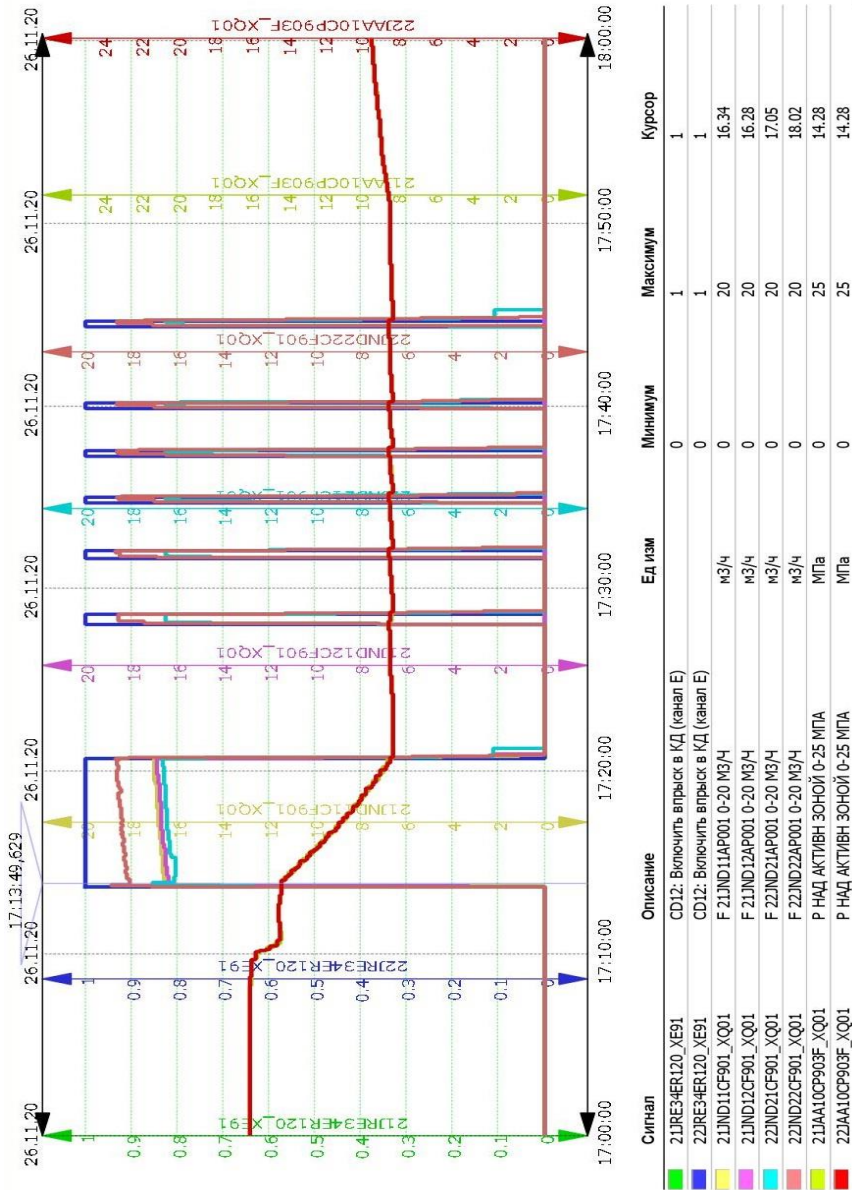


Рисунок 4.43 – Формирование алгоритма CD12 – «Управление впрыском в КД при течи из первого контура во второй контур» и работу насосов системы JND на впрыск в КД с целью снижения давления в 1 контуре меньше 8,2 МПа и поддержание его на этом уровне в дальнейшем

В вышеописанном переходном процессе не получается представить полную работу алгоритма «Течь теплоносителя из первого контура во второй» (так как до формирования алгоритма: ГЦНА 2 был отключен и БЗОК ПГ 2 был закрыт при превышении уровня в ПГ 2 на +200 и + 300 мм от номинального соответственно, САР ПГ так же находились в работе по увеличению давления в ПГ более 8,0 МПа). Однако эффективность и достаточность алгоритма в реальной ситуации оказались соответствующими требованиям проекта.

4.3.2 Запроектная авария «Потеря неаварийного питания переменного тока вспомогательного стационарного оборудования (обесточивание АС) с несрабатыванием аварийной защиты»

Причиной обесточивания АС могут являться:

- потеря напряжения на распределительных шинах трансформаторов вследствие нарушения их нормальной работы;
- нарушения в электросети реакторной установки, приводящей к потере электропитания станции.

В качестве несрабатывания аварийной защиты принято отсутствие движения ПС СУЗ при обесточивании приводов по механическим причинам.

Данная авария может быть диагностирована по следующим признакам:

- отключение всех ГЦНА;
- закрытие СК ТГ;
- отключение энергоснабжения системы компенсации давления;
- остановка ПЭН;
- неработоспособность БРУ-К;
- резкое снижение расхода теплоносителя;
- резкий рост давления в ГПК, включение в работу БРУ-А;
- мощность реактора в рабочем диапазоне более 15 % $N_{ном}$ через 4 с после сигнала АЗ;
- резкий рост давления в первом контуре, включение в работу ИПУ КД;
- рост температуры теплоносителя в горячих нитках петель.

Рассматриваемое исходное событие является запроектной аварией (сложные последовательности, не приводящие к расплавлению активной зоны).

Основные параметры реакторной установки:

Параметр	Значение
Тепловая мощность реактора, МВт	3200
Температура теплоносителя на входе в реактор, °С	298,2
Давление теплоносителя на выходе из активной зоны, МПа	16,1
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	88000
Уровень в компенсаторе давления, м	8,17
Весовой уровень котловой воды в ПГ, м	2,352
Давление пара в коллекторе парогенератора, МПа	6,9
Температура питательной воды, °С	225,0

Хронологическая последовательность аварии «Потеря неаварийного питания переменного тока вспомогательного станционного оборудования (обесточивание АС) с несрабатыванием аварийной защиты»:

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
0,0	Отключение всех ГЦНА. Закрытие стопорных клапанов турбогенератора (в течение 0,6 с). Отключение энергоснабжения системы компенсации давления первого контура (впрыск и нагреватели в КД). Отключение электронасосов системы основной питательной воды второго контура. Не работают БРУ-К	В результате исходного события – потери неаварийного питания переменного тока вспомогательного оборудования (обесточивание АС)
1,7	Сигнал АЗ сформирован. Поступление сигнала на движение ПС СУЗ. Сигнал поступил, но ПС СУЗ остаются неподвижными	По факту отключения трех из четырех работающих ГЦНА на уровне мощности реактора более 5 % $N_{ном}$. Задержка 1,4 с.
1,9	Запуск дизельгенераторов и их нагружение по программе ступенчатого пуска СБ: - запуск насосов САПР; - запуск насосов аварийного ввода бора;	По уставке «Обесточивание любой из секций систем безопасности» (задержка 1,4 с)

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
	- запуск насосов САР ПГ	
4,4	Начало открытия БРУ-А	Давление во втором контуре более 7,70 МПа
5,6	Начало формирования сигнала на запуск и подключение САР ПГ ко всем ПГ в режиме поддержания давления 6,7 МПа	Увеличение давления на выходе из коллектора пара ПГ 8,0 МПа
6,2	Сформирован сигнал на запуск системы аварийного ввода бора на подачу воды в циркуляционные петли	Совпадение сигналов: - наличие сигнала АЗ; - мощность реактора, более 15 % в течение 4 с
7,2	Начало открытия контрольного ИПУ КД	Давление в первом контуре более 18,01 МПа
8,8	Начало открытия рабочих ИПУ КД	Давление в первом контуре более 18,5 МПа
12,4	Начало открытия контрольных ИПУ ПГ на всех ПГ	Давление во втором контуре более 8,7 МПа
16,0	Закрытие рабочих ИПУ КД	Давление в первом контуре менее 17,6 МПа
16,2	Начало формирования сигнала на запуск ВПЭН	Снижение уровня в ПГ на минус 150 мм от номинального
22,2	Закрытие контрольных ИПУ ПГ на всех ПГ	Давление во втором контуре менее 7,85 МПа
25,0	Начало формирования сигнала на запуск систем безопасности: - запуск САПР; - подключение САР ПГ ко всем ПГ в режиме расхолаживания ПГ со скоростью 60 °С/ч. Начало формирования сигналов на: - перевод регуляторов СПОТ в полностью открытое состояние; - закрытие локализирующей арматуры	Уменьшение запаса до кипения в любой из горячих ниток петель до 8 °С
34,0	Закрытие контрольного ИПУ КД	Давление в первом контуре менее 17,1 МПа

Момент времени, с	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
40,0	Начало повторного открытия контрольного ИПУ КД	Давление в первом контуре более 18,01 МПа
43,0	Начало повторного открытия рабочих ИПУ КД	Давление в первом контуре более 18,5 МПа
46,0	Начало подачи концентрированного раствора борной кислоты от системы аварийного ввода бора в циркуляционные петли	Задержка в подаче борного раствора после появления аварийного сигнала при полном обесточивании АС – 40 с
54,0	Начало подачи питательной воды от ВПЭН во все ПГ	Задержка на подключение ВПЭН к общестанционному ДГ и разворот системы – 40 с
71,0	Переход БРУ-А в режим поддержания давления	Давление регулирования 7,3 МПа
125,0	Выход на 100 % мощности каналов системы САР ПГ на всех ПГ и их работа в режиме расхолаживания со скоростью 60 °С/ч	Время выхода на 100 % мощности САР ПГ – 120 с. В течение 100 с - мощность 0 %, в течение последующих 20 с – линейное увеличение до 100 %
133,0	Закрытие рабочих ИПУ КД	Давление в первом контуре менее 17,6 МПа
144,0	Закрытие контрольного ИПУ КД	Давление в первом контуре менее 17,1 МПа
320,0	Закрытие БРУ-А на всех ПГ	–
1800,0	Перевод САР ПГ из режима расхолаживания в режим регулирования давления в ПГ 6,8 МПа	Действия оператора
1950,0	Переключение САВБ на подачу борного раствора из бассейна выдержки	Исчерпание запаса в баках концентрированного раствора борной кислоты
2720,0	Начало периодического срабатывания контрольного ИПУ КД (истечение пара)	Давление в первом контуре более 18,01 МПа
4420,0	Начало истечения из ИПУ КД пароводяной смеси	Заполнение КД
7200,0	Конец расчета	–

В результате исходного события с 0,0 с аварии происходит обесточивание собственных нужд, в результате чего начинается выбег ГЦНА, останавливаются питательные электронасосы, закрываются стопорные клапаны турбогенератора, отключается энергоснабжение системы компенсации давления, не работают БРУ-К. После отключения ГЦНА и окончания их выбега устанавливается естественная циркуляция теплоносителя в первом контуре.

Ухудшение отвода тепла вторым контуром вызывает рост параметров теплоносителя первого контура (уровень в КД, температура и давление теплоносителя), открываются контрольный и рабочие ИПУ КД при достижении соответствующих уставок по давлению на 7,2 с и на 8,8 с.

Сигнал на срабатывание АЗ формируется по уставке «Отключение трех из четырех работающих ГЦНА на уровне мощности реактора более 5 % $N_{ном}$ » на 1,7 с с момента начала аварии. При этом постулируется, что ПС СУЗ в активную зону не вводятся.

Поскольку сигнал АЗ сформирован, а плотность нейтронного потока не снижается ниже 15 % в течение 4 с, формируется сигнал на запуск системы аварийного ввода бора. Система аварийного ввода бора вступает в работу на 46,0 с. Закрытие контрольного и рабочих ИПУ КД приводит к новому росту давления первого контура вплоть до уставок на открытие контрольного и рабочих ИПУ КД после 40 с, причем с 43,0 по 144,4 с из ИПУ КД истекает пароводяная смесь.

Действие обратных связей по реактивности от плотности теплоносителя (замедлителя), а также подача в первый контур раствора борной кислоты от системы аварийного ввода бора приводят к снижению мощности реактора, что совместно с работой ИПУ КД является причиной дальнейшего существенного снижения давления в первом контуре и закрытия рабочих и контрольных ИПУ КД на 133,0 с и на 144,0 с соответственно.

Увеличение плотности теплоносителя первого контура при снижении мощности реактора вызывает значительное снижение уровня в КД.

После закрытия стопорных клапанов ТГ растет давление во втором контуре до давления открытия БРУ-А с 4,4 с, а затем и открытия контрольных ИПУ всех ПГ на 12,4 с. При достижении на 5,6 с давления во всех ПГ 8, 0 МПа формируется сигнал на запуск и подключение всех каналов САР ПГ в режиме поддержания давления 6,7 МПа. Однако, в период интенсивного роста температуры и давления в первом контуре, на 25,0 с начинает формироваться сигнал по уменьшению запаса до кипения в любой из горячих ниток петель

до 8 °С, в соответствии с которым САР ПГ переводится в режим расхолаживания со скоростью 60 °С/ч.

Работа паросбросных устройств второго контура в условиях отсутствия подачи питательной воды в ПГ приводит к снижению уровня в ПГ. При снижении уровня в ПГ на минус 150 мм формируется сигнал на запуск ВПЭН, подключенного к общестанционному ДГ. В соответствии с принятыми задержками подача питательной воды в ПГ осуществляется с 54,0 с.

В результате работы БРУ-А и ИПУ ПГ давление во втором контуре снижается, ИПУ ПГ закрываются на 22,2 с. На 125,0 с САР ПГ выходит на полную мощность, что приводит к закрытию БРУ-А на 320,0 с.

Принято, что к 1800 с оперативным персоналом идентифицировано исходное событие. Исходя из отсутствия необходимости дальнейшего расхолаживания РУ за счет работы САР ПГ, оперативный персонал переводит САР ПГ в режим регулирования давления 6,7 МПа, после чего давление во втором контуре растет до 6,7 МПа и стабилизируется.

Подача раствора борной кислоты от системы аварийного ввода бора приводит к снижению мощности реактора до уровня остаточных тепловыделений (перевод в подкритическое состояние). Давление в первом контуре также снижается, но в дальнейшем, за счет непрерывающейся работы системы аварийного ввода бора снова растет. На 1950,0 с вследствие исчерпания запаса концентрированной борной кислоты в баках (двух баков объемом по 15 м³ каждый с концентрацией 40 г/кг), САВБ автоматически переключается на подачу борного раствора с концентрацией 16 г/кг борной кислоты из бассейна выдержки. Рост давления в первом контуре приводит к срабатываниям контрольного ИПУ КД с 2720,0 с. На 4420,0 с происходит заполнение КД и в дальнейшем происходит истечение теплоносителя в виде пароводяной смеси.

Расчет окончен на 7200 с. Все ГЦНА отключены и в первом контуре установилась естественная циркуляция теплоносителя. Работает САВБ, подавая раствор борной кислоты в холодные нитки первого контура. Рост давления в первом контуре ограничивается периодическим срабатыванием контрольного ИПУ КД. Работа САР ПГ привела к закрытию БРУ-А и прекращению снижения уровня в ПГ, что обеспечило надежный отвод остаточных тепловыделений активной зоны реактора. Подается питательная вода от ВПЭН.

В ходе переходного процесса оперативный персонал контролирует срабатывание системы аварийного ввода бора и далее осуществ-

ляет контроль за уменьшением мощности реактора, снижением температуры на выходе из активной зоны, снижением давления в первом контуре. Также оперативный персонал контролирует запуск и работу САПР, САР всех ПГ, полное открытие регуляторов СПОТ и последующее отключение БРУ-А.

По мере перевода РУ в подкритичное состояние и создания необходимой концентрации борной кислоты в первом контуре, оперативный персонал отключает насосы системы аварийного ввода бора, что исключает дальнейшую периодическую работу ИПУ КД. Создание необходимой концентрации борной кислоты в первом контуре обеспечивается за счет работы системы продувки-подпитки первого контура и борного регулирования, имеющей электроснабжение от общестанционного ДГ. Дальнейшие действия персонала должны быть направлены на расхолаживание РУ с использованием САР ПГ. Суммарный выброс через БРУ-А и ИПУ ПГ составил 123,0 т, выброс через ИПУ КД составил 79,0 т.

На рисунках 4.44–4.58 приведены результаты расчета режима «Потеря неаварийного питания переменного тока вспомогательного станционного оборудования (обесточивание АС) с несрабатыванием аварийной защиты»:

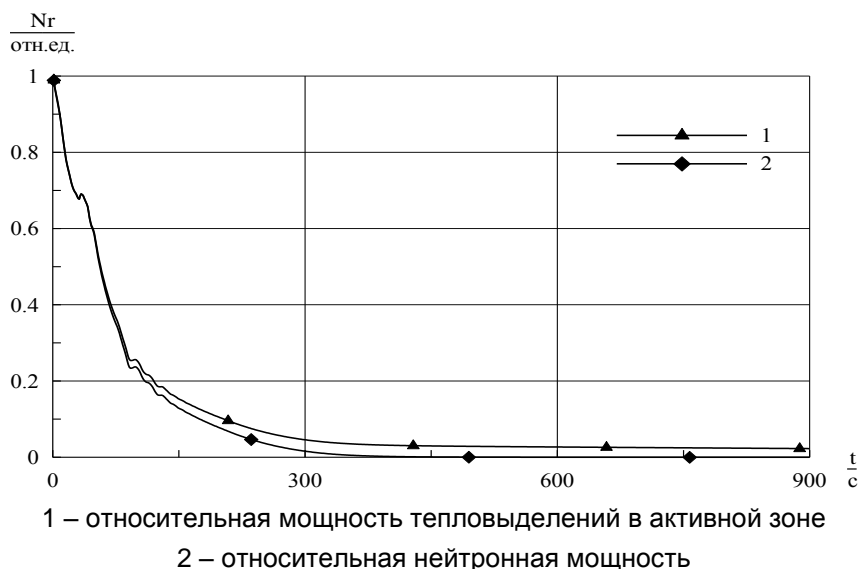
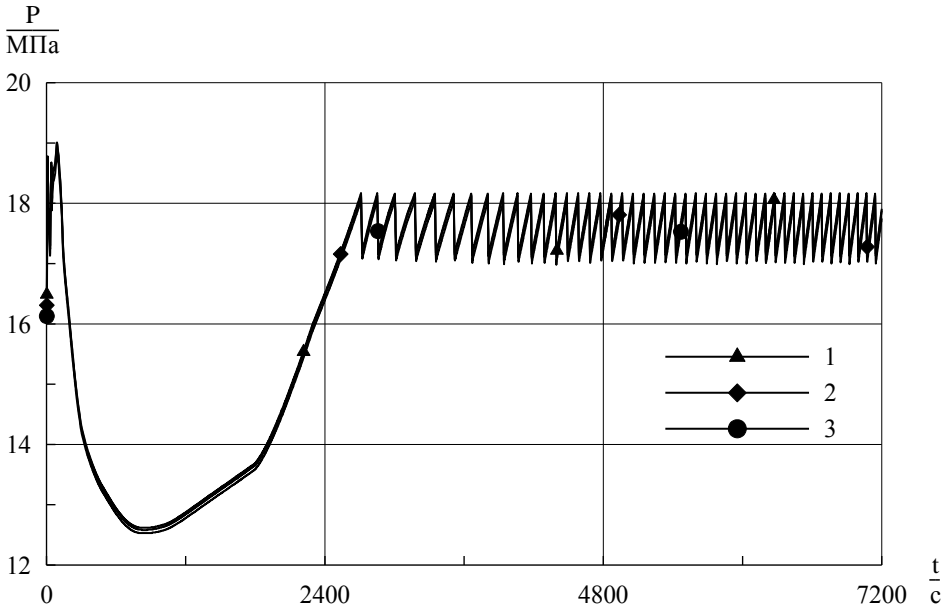


Рисунок 4.44 – Мощность тепловыделений и нейтронная мощность



1 – давление теплоносителя на входе в активную зону
 2 – давление теплоносителя на выходе из активной зоны
 3 – давление в КД

Рисунок 4.45 – Давление в 1 контуре (абс.)

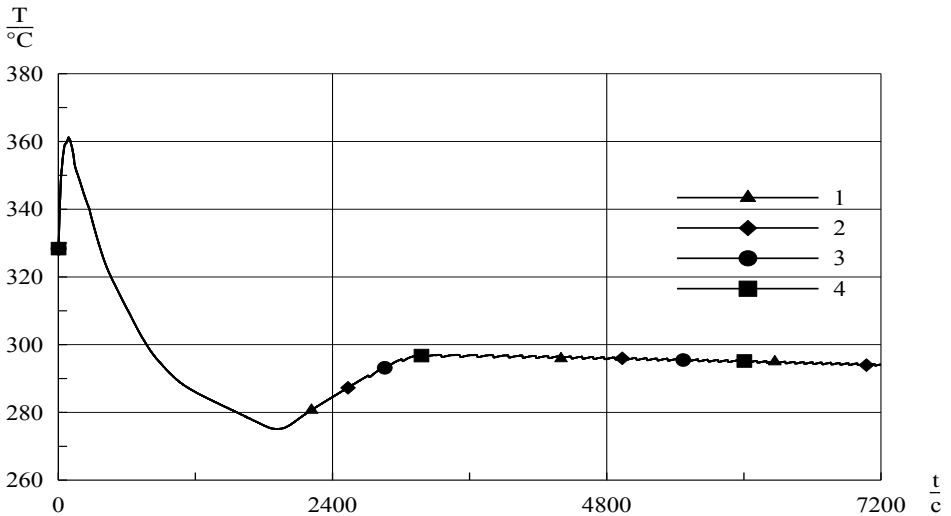


Рисунок 4.46 – Температура теплоносителя в горячей нитке петли 1–4

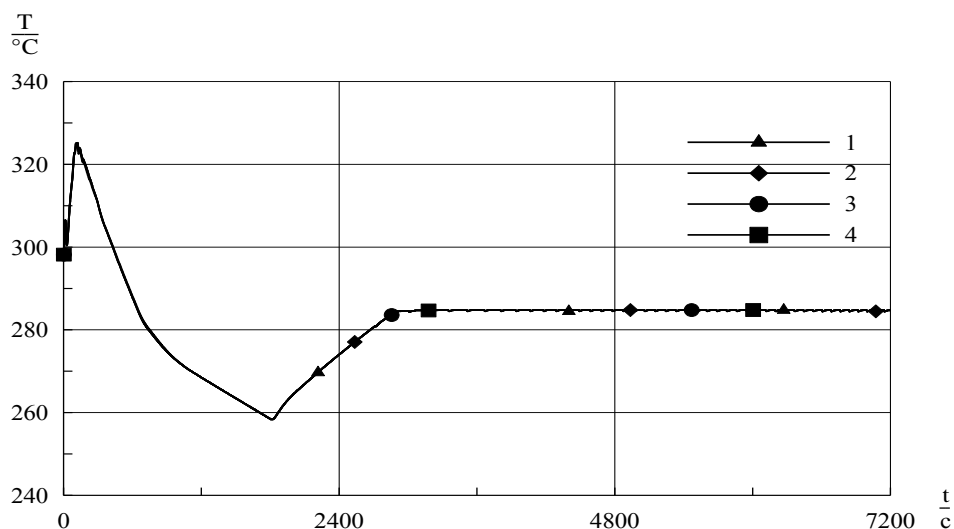
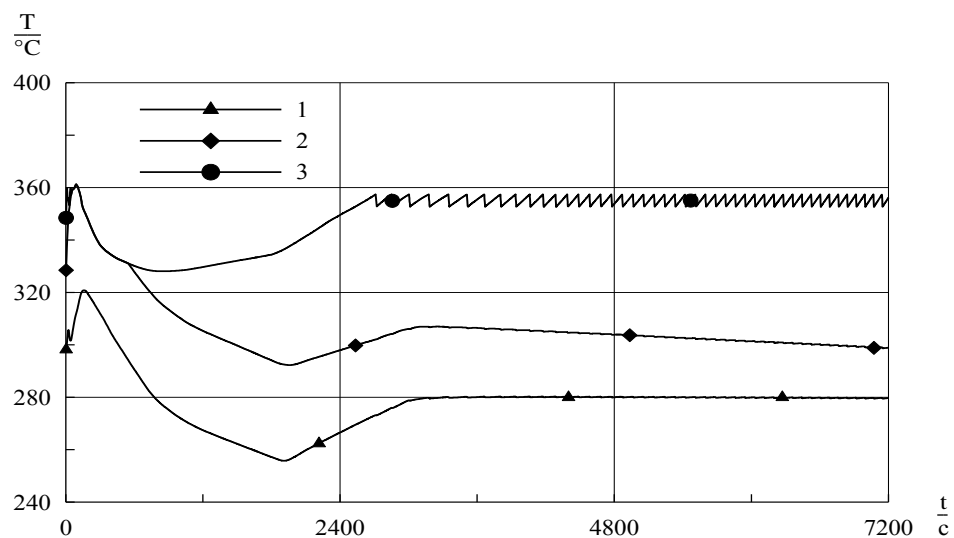


Рисунок 4.47 – Температура теплоносителя в холодной нитке петли 1–4



- 1 – температура теплоносителя в НКР
- 2 – температура теплоносителя в СКР
- 3 – температура насыщения при давлении на выходе из реактора

Рисунок 4.48 – Температура в реакторе

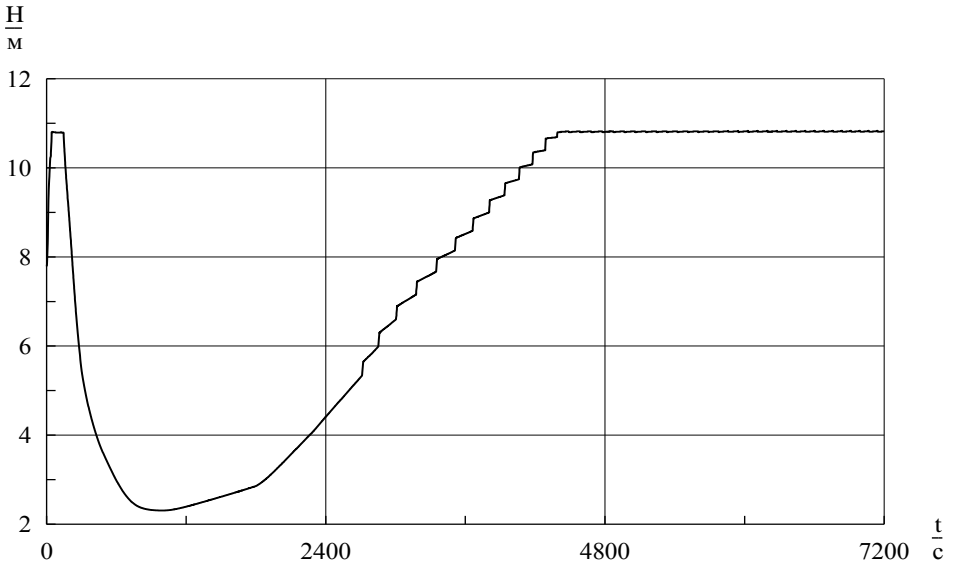
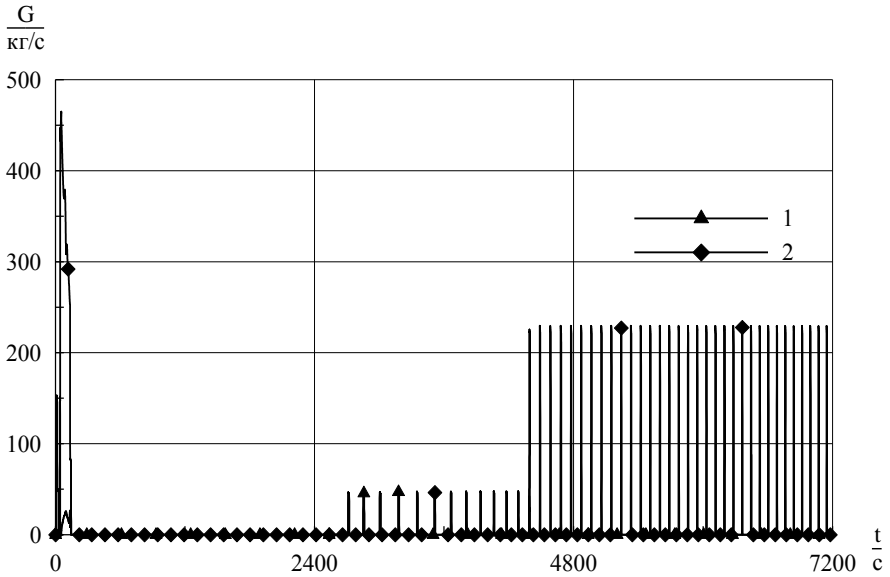


Рисунок 4.49– Весовой уровень в КД



1 – расход пара через ИПУ КД

2 – расход пароводяной смеси через ИПУ КД

Рисунок 4.50 – Расход через ИПУ КД

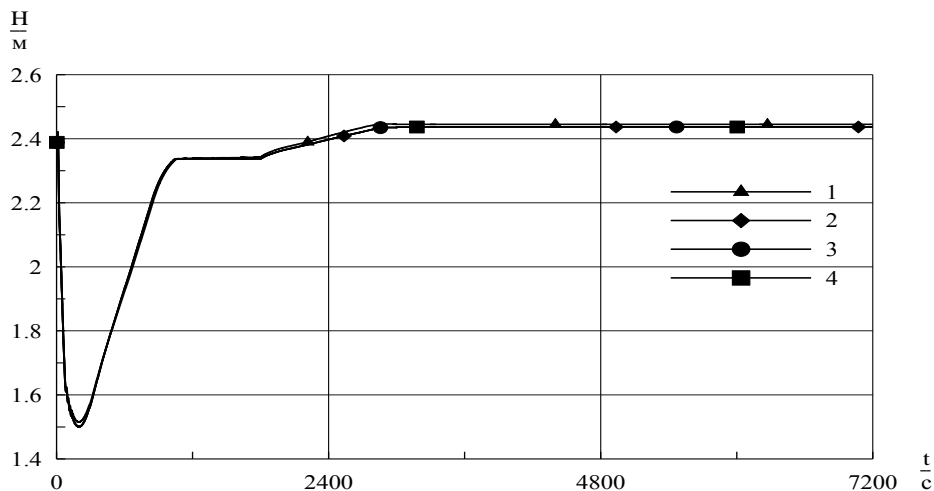


Рисунок 4.51 – Весовой уровень воды в ПГ 1–4

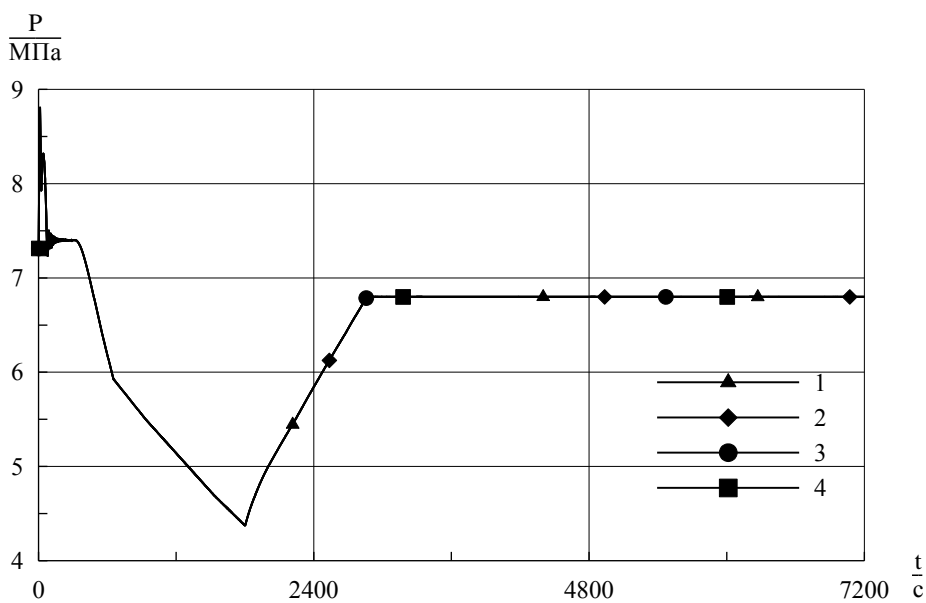


Рисунок 4.52 – Давление в ПГ 1–4 (абс)

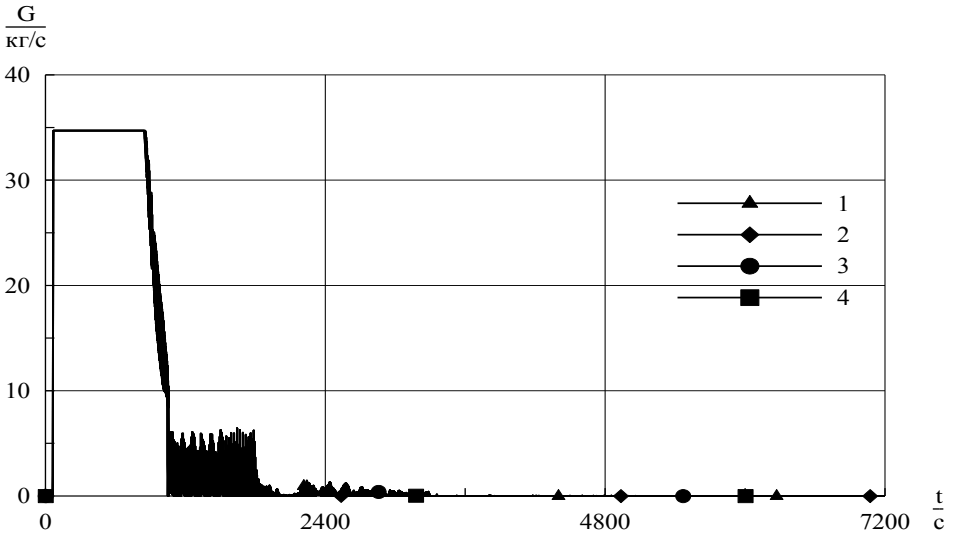


Рисунок 4.53 – Расход питательной воды в ПГ 1–4

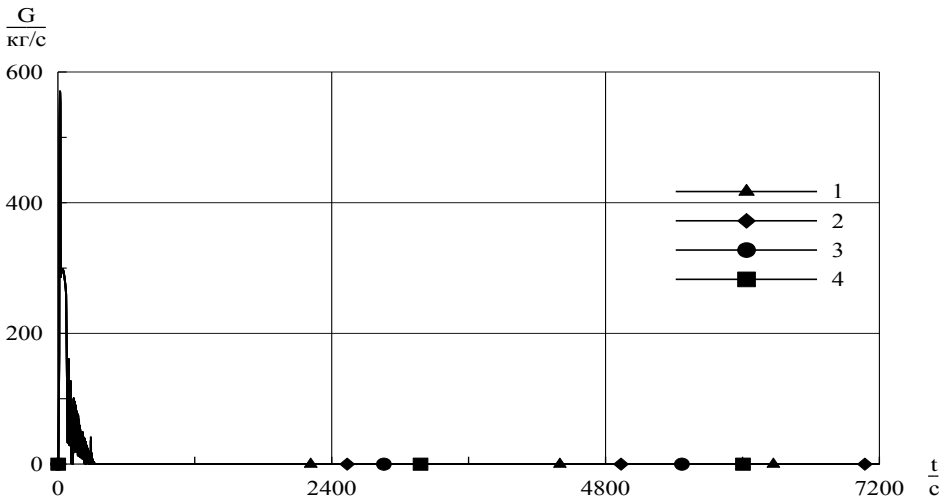


Рисунок 4.54 – Расход пара через сбросные устройства ПГ 1–4

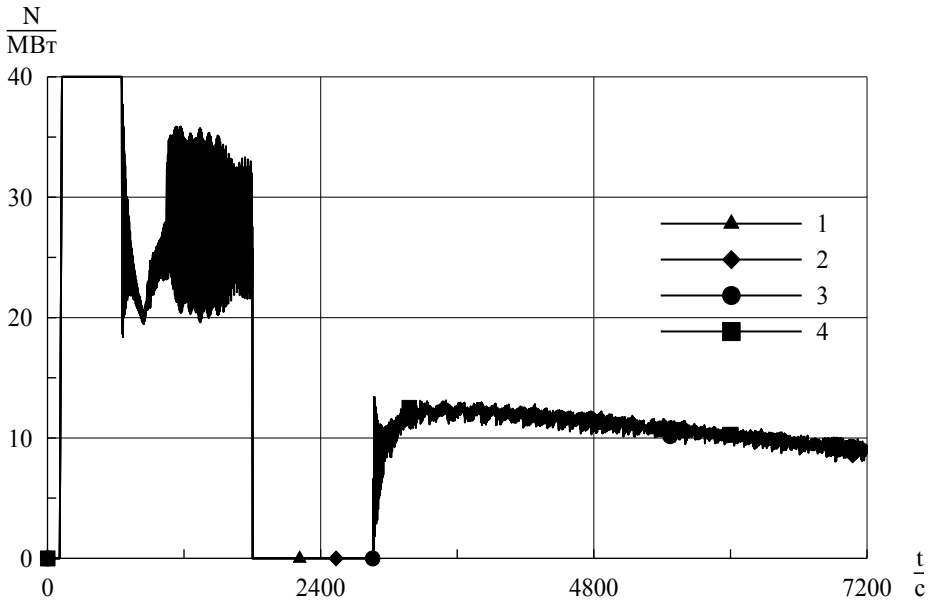


Рисунок 4.55 – Мощность САР ПГ 1–4

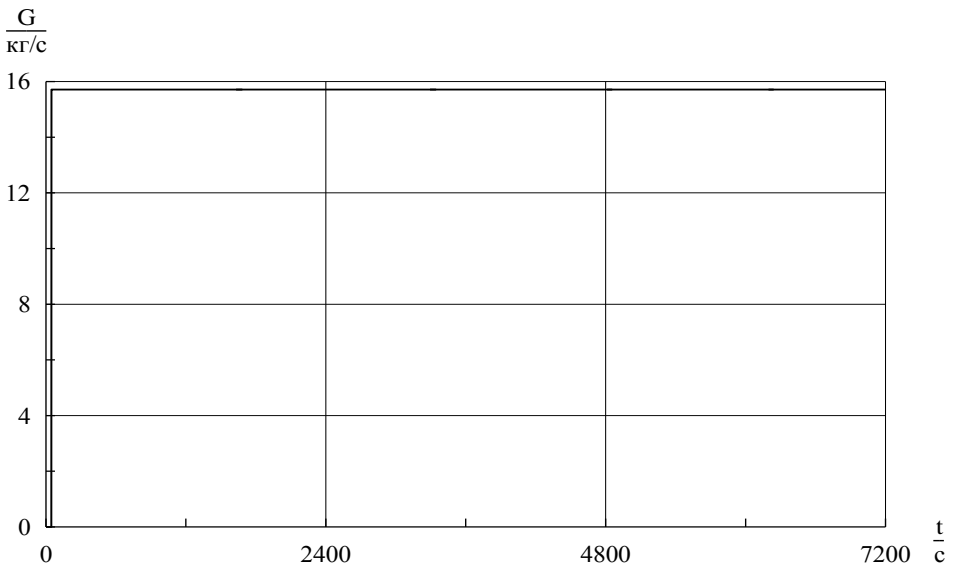
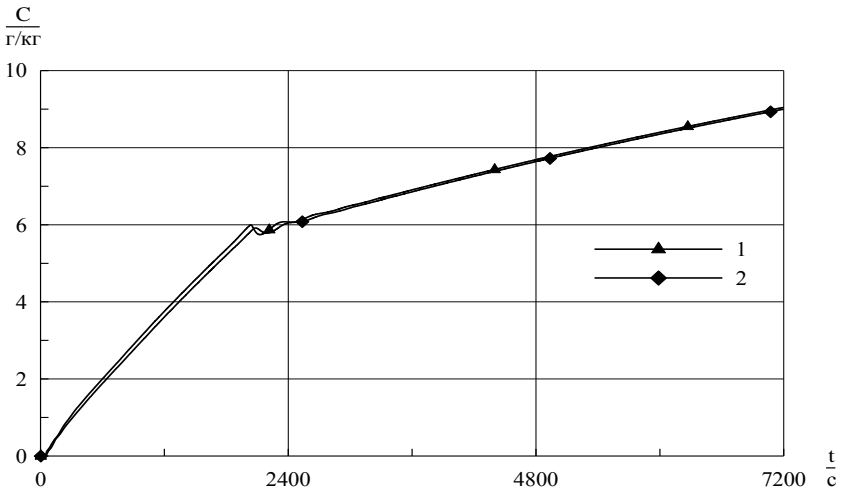
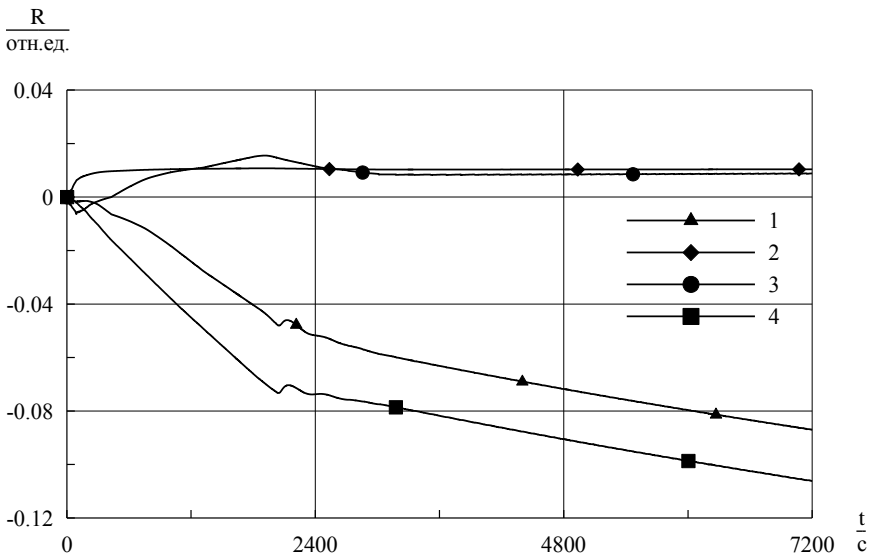


Рисунок 4.56 – Суммарный расход концентрированного раствора бора от САВБ



1 – концентрация раствора бора на входе в активную зону
 2 – концентрация раствора бора на выходе из активной зоны
 Рисунок 4.57 – Концентрация раствора бора в активной зоне



1 – суммарная реактивность активной зоны
 2 – реактивность, вносимая за счет изменения температуры топлива
 3 – реактивность, вносимая за счет изменения плотности теплоносителя с учетом изменения температуры теплоносителя
 4 – реактивность, вносимая за счет изменения концентрации бора

Рисунок 4.58 – Реактивность

Выполненные расчеты для запроектной аварии с несрабатыванием аварийной защиты (аварии типа ANWS) «Потеря неаварийного питания переменного тока вспомогательного стационарного оборудования (обесточивание АС) с несрабатыванием аварийной защиты» обосновывают достаточную эффективность систем безопасности.

Работа системы аварийного ввода бора переводит активную зону реактора в подкритическое состояние. Работа САР ПГ обеспечивает надежный отвод остаточных тепловыделений активной зоны реактора. В дальнейшем оперативный персонал отключает насосы системы аварийного ввода бора, что исключит дальнейшую периодическую работу ИПУ КД. Создание необходимой концентрации борной кислоты в первом контуре обеспечивается за счет работы системы продувки-подпитки первого контура и борного регулирования, имеющей электроснабжение от общестанционного ДГ.

5 Управление энергоблоком при нарушениях нормальной эксплуатации и авариях

5.1 Подходы к разработке аварийных эксплуатационных процедур

Аварийные эксплуатационные процедуры могут разрабатываться на основе событийно-ориентированного или симптомно-ориентированного подхода.

Для проектных аварий могут быть использованы оба подхода, хотя симптомно-ориентированные процедуры более предпочтительны по причинам, указанным ниже. Для запроектных аварий, вследствие более широкого спектра возникающих условий, более предпочтительны симптомно-ориентированные аварийные процедуры и инструкции.

5.1.1 Событийно-ориентированный подход

Событийно-ориентированный подход применим для организации устранения простых, легко распознаваемых, учитываемых проектом аварий.

Особенностью событийно-ориентированного подхода является организация управления авариями, основанная на предположении, что оперативный персонал:

- сразу определяет исходное событие, приводящее к аварии;
- знает, как будет протекать аварийный процесс;
- знает свои действия, определенные именно для данного конкретного аварийного режима;
- использует определенные проектом технические средства.

В событийно-ориентированных аварийных эксплуатационных процедурах действия оператора определяются на основании идентификации исходного события. В этом случае решения и меры по преодолению аварии должны основываться на состояниях энергоблока, являющихся следствиями постулированных исходных событий, которые рассматриваются в проекте и отчетах по безопасности. При использовании событийно-ориентированного подхода опе-

ратор обязан идентифицировать проектную аварию перед началом действий по ее преодолению.

В документе МАГАТЭ [18] рекомендуется, чтобы событийно-ориентированные аварийные эксплуатационные процедуры включали в себя, по меньшей мере, следующее:

- 1) симптомы для идентификации конкретной аварии (такие как сигналы, эксплуатационные условия, вероятные значения изменения параметров, характеристики возможного нарушения охлаждения активной зоны);
- 2) действия автоматики, которые будут выполняться в результате аварии;
- 3) немедленные действия операторов для осуществления контроля или подтверждения действий автоматики;
- 4) последующие действия операторов, направленные на возвращение реакторной установки в нормальное состояние или на обеспечение безопасных, длительных и стабильных условий останова.

В этом же документе отмечаются следующие внутренние ограничения событийно-ориентированных процедур:

- 1) оптимальное восстановление и/или смягчение последствий аварии возможно только после правильной идентификации типа исходного события. Операторы могут оказаться перед необходимостью реагировать на непредусмотренные события и, таким образом, попасть в ситуацию, для которой они не были подготовлены, или в ситуацию, в которой невозможно четко идентифицировать возникшее исходное событие;
- 2) в заключительном отчете по анализу безопасности энергоблока учитывается и анализируется ограниченное число событий, и непроанализированные запроектные аварии остаются за рамками процедур;
- 3) большинство событийно ориентированных процедур ориентированы только на «один путь» развития аварии и имеют дело с ограниченным числом сочетаний событий;
- 4) отсутствуют связи или точки перехода между различными процедурами; таким образом, отсутствуют заранее определенные для операторов возможности реакции на множественные события (такие, как разрыв паропровода в сочетании с потерей теплоносителя первого контура, или потеря питательной воды в сочетании с несрабатыванием аварийной защиты).

5.1.2 Симптомно-ориентированный подход

При большом количестве возможных вариантов протекания запроектных аварий не представляется возможным использование событийно-ориентированного подхода для организации управления запроектными авариями. Принципиально невозможно охватить все варианты протекания запроектных аварий с учетом возможного наложения множественных отказов. Надо учесть также сложность диагностирования аварий.

В документе МАГАТЭ [18] отмечаются следующие преимущества симптомно-ориентированных процедур. Симптомно-ориентированные аварийные эксплуатационные процедуры могут преодолеть некоторые ограничения событийно ориентированного подхода за счет введения и приоритизации основных критических функций безопасности (КФБ). Критические (определяющие) функции безопасности – функции безопасности, обеспечивающие поддержание целостности физических барьеров безопасности.

В симптомно-ориентированных процедурах решения по поводу предпринимаемых действий принимаются на основе симптомов и состояния систем энергоблока (таких как значения параметров безопасности и критических функций безопасности). Это позволяет оператору поддерживать оптимальные эксплуатационные характеристики без необходимости следить за развитием сценария аварии.

Для внедрения симптомно-ориентированных процедур необходимо провести всесторонний теплогидравлический анализ. Этот анализ должен продемонстрировать, что типовой набор действий оператора, предпринимаемых в соответствии с ухудшением каждой из функций безопасности, достаточен, чтобы противостоять наиболее тяжелому нарушению этой функции безопасности.

5.2 Аварийные эксплуатационные процедуры

Эксплуатационная документация российских АС должна соответствовать требованиям российских нормативных документов, а также отражать современный уровень, достигнутый в мировой практике разработки процедур и инструкций (в том числе аварийных процедур и инструкций) и представленный в Руководствах и технических отчетах МАГАТЭ.

В соответствии с требованиями МАГАТЭ [4] разрабатываются эксплуатационные процедуры, которые всесторонним образом применяются для нормальной эксплуатации, нарушений нормальных

условий эксплуатации и аварийных условий в соответствии с политикой эксплуатирующей организации и требованиями надзорного органа.

В случаях нарушений нормальной эксплуатации и аварий эксплуатационные процедуры должны обеспечить восстановительные действия.

Разработка набора процедур, используемых во время эксплуатации, должна быть плановым и систематическим процессом. Техническими средствами, которые обеспечивают плановый и систематический подход, являются соответствующие руководства по написанию аварийных процедур и инструкций.

МАГАТЭ рекомендует иметь на АС следующие аварийные процедуры и инструкции:

- комплект процедур по действиям оператора при срабатывании сигнализации на БПУ (процедуры «реакция на сигнал»);
- комплект процедур по действиям оператора при нарушениях нормальных условий эксплуатации (процедуры «реакция на отказ»);
- комплект процедур по действиям персонала при проектных авариях (процедуры оптимального восстановления);
- руководство по управлению запроектными авариями, включая тяжелые.

Последовательная реализация концепции глубоко эшелонированной 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, обеспечивает безопасность АС. В таблице 5.1 показана связь эксплуатационной документации с уровнями глубоко эшелонированной защиты и эксплуатационными состояниями энергоблока АС.

Таблица 5.1 – Связь эксплуатационной документации с уровнями глубоко эшелонированной защиты и эксплуатационными состояниями энергоблока АС

Режимы	Основной эксплуатационный документ	Уровни глубоко эшелонированной защиты				
		1 уровень	2 уровень	3 уровень	4 уровень	5 уровень
Нормальная эксплуатация	Технологический регламент по эксплуатации энергоблока	Регламент технического обслуживания и ремонта оборудования реакторной установки				
		Регламент проверки и испытаний систем РУ, важных для безопасности				
Нарушения нормальной эксплуатации		Инструкции по эксплуатации систем и оборудования энергоблока	Инструкция по действиям оперативного персонала при нарушениях нормальной эксплуатации (ИЛН)	Событийно-ориентированная ИЛПА	Симптомно-ориентированная ИЛПА	
		Инструкция «Реакция на сигнал»				

Уровни глубоко эшелонированной защиты						
		1 уровень	2 уровень	3 уровень	4 уровень	5 уровень
Режимы	Основной эксплуатационный документ					
Запретные и тягелые запретные аварии					Руководство по управлению запретными авариями (РУЗА)	План защиты персонала Нововоронежской АЭС-2 в случае аварии на Нововоронежской атомной станции.
Технические средства		Системы нормальной эксплуатации			Системы безопасности, системы нормальной эксплуатации, специальные тех. средства управления ЗПА	Тех. средства, предусмотренные «Планом ...»

5.2.1 Процедуры «реакция на сигнал»

Эксплуатационные процедуры для нормальной эксплуатации (для энергоблока в целом (для изменения состояния энергоблока – ввод в эксплуатацию, изменение нагрузки, останов, перегрузка и т.п.) и для отдельных систем энергоблока) должны обеспечить работу станции в рамках эксплуатационных пределов во всех режимах нормальной эксплуатации таких, как пуск, работа на мощности, останов, состояние останова, изменения нагрузки, контроль технологического процесса, обращение с топливом. В поддержку основным эксплуатационным процедурам разрабатываются **процедуры реакции на сигнал**. Они разрабатываются таким образом, чтобы обеспечивалась правильная и своевременная реакция на отклонения от пределов стационарных условий, а также гарантировалось, что параметры станции поддерживаются внутри установленных пределов.

Формально процедуры реакции на сигнал относятся к процедурам нормальной эксплуатации. В то же время появление сигнала может свидетельствовать об определенном, возможно значительном, отклонении от нормальных эксплуатационных параметров. В этом смысле процедуры реакции на сигнал являются «пограничными» между процедурами нормальной эксплуатации и аварийными эксплуатационными процедурами.

Процедуры «реакция на сигнал» разрабатываются для таких условий, приводящих к срабатыванию сигналов, которые требуют реакции оператора, влияющей на дальнейшее управление процессами на энергоблоке и работу оборудования. Для сигналов, не являющихся важными с точки зрения безопасности энергоблока либо требующих однозначных простых реакций оператора, процедуры «реакция на сигнал» в принципе не требуются. Решение об отсутствии необходимости разработки процедур для конкретных сигналов должно быть обосновано.

Процедуры «реакция на сигнал» дают более детальную информацию о природе условий возникновения сигнала, чем обычно предусматривается в самом сигнале. Обычно дается следующая информация:

- источник сигнала (датчик);
- уставка, причины возникновения сигнала;
- автоматические действия;
- предписываемые действия оператора.

Эта информация особенно важна для операторов, когда активируется незнакомый для оператора сигнал, или когда сигнал кажется несовместимым с пониманием оператора ситуации на энергоблоке.

Процедуры «реакция на сигнал» разрабатываются в бумажной или электронной форме. Современный подход к управлению авариями рекомендует компьютеризированные процедуры. Это относится не только к процедурам «реакция на сигнал», но также и ко всем аварийным процедурам и инструкциям. При разработке компьютеризированных процедур необходимо иметь бумажную версию процедур в качестве запасного комплекта.

При разработке процедур «реакция на сигнал» наиболее важными считаются их следующие характеристики:

- информативное содержание процедуры «реакция на сигнал»;
- формат процедуры «реакция на сигнал»;
- расположение процедуры «реакция на сигнал»;
- методы доступа пользователя к процедуре и взаимодействия с процедурой (особенно для компьютеризированных процедур).

Процедуры «реакция на сигнал» в формализованном графическом виде на одном, двух листах содержат:

- информацию о сигнале (идентификация датчика, номинальное значение параметра и значения уставок срабатывания сигнализации при отклонении параметра от номинального значения, в каких блокировках задействован, способ и место расположения сигнализации, наличие и способ определения аналогичной информации для подтверждения достоверности происходящего и др.);
- информацию о причинах, могущих привести к нарушению нормальной эксплуатации оборудования и о возможных последствиях;
- указания по действиям оперативного персонала по устранению причин, приведших к нарушению нормальной эксплуатации оборудования.

Пользователи должны иметь немедленный доступ к процедурам «реакция на сигнал» из того места, в котором читаются сообщения о сигнале. В компьютеризированной системе сигнализации процедура для данного сигнала должна высвечиваться на дисплее рабочего места оператора, когда оператор «выбирает» сигнал.

5.2.2 Процедуры «реакция на отказ»

Документ НП-01-15 [1] дает следующее определение нарушения нормальной эксплуатации: «Нарушение нормальной эксплуатации

АС – нарушение в работе АС, при котором произошло отклонение от установленных эксплуатационных пределов и (или) условий. При этом могут быть нарушены и другие установленные проектом АС пределы и (или) условия, включая пределы и (или) условия безопасной эксплуатации» (основные цели и задачи оперативного персонала при нарушении пределов безопасной эксплуатации представлены в Приложении 1 настоящего документа).

Согласно документу [5] «Процедуры «реакция на отказ» — это процедуры, которые определяют действия оператора по возвращению параметра, характеризующего состояние РУ, к его нормальному управляемому состоянию, когда он выходит за эксплуатационные пределы или по восстановлению условий нормальной эксплуатации после переходного процесса. Такие действия осуществляются после того, как это состояние замечено оператором, или после сигнала, свидетельствующего об условиях, которые без корректирующих действий, могут трансформироваться в условия, требующие применения аварийных процедур».

Применительно к нарушениям нормальной эксплуатации обязанности персонала формулируются следующим образом:

- контролировать состояние станции при обнаружении любых отклонений от нормальной эксплуатации и проверять, чтобы срабатывание систем станции при этих отклонениях соответствовало проекту;
- если выявлено, что станция не реагирует на отклонения должным образом, то предпринимать корректирующие действия в соответствии с установленными процедурами;
- приводить станцию в безопасное состояние и обеспечивать поддержание ее в этом состоянии, до тех пор, пока не будет завершен исчерпывающий, полный анализ причин возникновения отклонения.

Отсюда следует, что процедуры «реакция на отказ», действующие при нарушениях нормальной эксплуатации должны быть ориентированы на сценарии. В случае нарушения нормальных условий эксплуатации они предоставляют указания по диагностике состояния энергоблока и восстановлению управляемого безопасного состояния, в котором при необходимости может быть закончен ремонт отказавших оборудования или систем.

Процедуры «реакция на отказ» («Инструкция по ликвидации нарушений нормальной эксплуатации» (ИЛН)) занимают место между процедурами реакции на сигнал и аварийными процедурами.

Проектами АС с ВВЭР для систем безопасности и основного оборудования задаются эксплуатационные пределы. Структура комплекта процедур «реакция на отказ» определяется структурой систем безопасности и оборудования АС.

Основой для разработки комплекта процедур «реакция на отказ» являются перечни нарушений нормальной эксплуатации, рассматриваемые в Отчете по обоснованию безопасности. Состав процедур «реакция на отказ» определяется совокупностью установленных для конкретного проекта энергоблока эксплуатационных пределов и должен определяться с учетом двух следующих факторов:

- отказы систем безопасности и оборудования, охватываемые процедурами этого типа, приводят к нарушению эксплуатационных пределов;
- отказы систем безопасности и оборудования, охватываемые процедурами этого типа, не приводят в течение определенного времени к срабатыванию аварийной защиты и систем безопасности.

Процедуры «реакция на отказ» ориентированы на возвращение реакторной установки к нормальной эксплуатации путем ликвидации нарушения, приведшего к выходу за эксплуатационные пределы. Детализация управляющих действий осуществляется с учетом результатов расчетных анализов, выполненных в рамках Отчетов по обоснованию безопасности, и специально проведенных расчетов.

В процедурах содержатся технические действия, которые оператор выполняет для того, чтобы избежать негативного воздействия динамически меняющихся условий на состояние оборудования. Примерами могут служить действия по заполнению компенсатора давления и неаварийных парогенераторов перед расхолаживанием РУ, чтобы избежать перекосов по температуре металла этого оборудования.

5.2.3 Процедуры действий персонала при проектных авариях

5.2.3.1 Инструкция по ликвидации проектных аварий

Документ НП-01-15 [1] дает следующее определение проектной аварии: «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, ошибке персонала ограничение ее последствий установленными для таких аварий пределами».

Одним из комплектов аварийной документации, используемой на энергоблоке АС, является комплект процедур по действиям персонала при проектных авариях – «Инструкция по ликвидации проектных аварий» (ИЛА), которая определяет действия персонала с общей целью – обеспечить стабилизацию параметров энергоблока во время или после аварии и привести энергоблок к состоянию нормальной эксплуатации или к безопасному регламентному состоянию, в котором возможен ремонт оборудования.

5.2.3.2 Событийно-ориентированные процедуры действий персонала по ликвидации проектных аварий

Событийно-ориентированные процедуры действий персонала по ликвидации проектных аварий включены в разработанные для НВАЭС-2 «Инструкцию по ликвидации проектных аварий на энергоблоке» и «Инструкцию по ликвидации аварий для остановленного энергоблока».

Каждая событийно-ориентированная процедура имеет наименование исходного события аварийного режима, для управления которым в процедуре определены соответствующие действия персонала.

Событийно-ориентированные процедуры «Инструкции по ликвидации проектных аварий на энергоблоке» соответствуют проектным исходным событиям категорий 3 и 4 (проектные аварии), а также проектным исходным событиям категории 2, которые, согласно результатам расчетных обоснований, практически неизбежно приводят к срабатыванию АЗ (ДЗ) действием автоматики или оператора.

Событийно-ориентированные процедуры «Инструкции по ликвидации проектных аварий на энергоблоке» объединены в группы, как это сделано для исходных событий в главе 15 ООБ «Анализ аварий» энергоблоков 1 и 2 НВАЭС-2.

В состав ИЛА NW2O.E.058.1.&&&&.JA&&&.000.EC.0001 входят следующие процедуры противоаварийных действий:

- Д-1 «Диагностическая процедура»;
- ТПК-1 «Непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей неподачей»;
- ТПК-2 «Малые течи теплоносителя в результате разрыва трубопровода первого контура эквивалентным диаметром менее 100 мм»;
- ТПК-3 «Большие течи теплоносителя в результате разрыва трубопроводов первого контура эквивалентным диаметром более

- 100 мм, включая разрыв главного циркуляционного трубопровода»;
- ТПК-4 «Компенсированная течь внутри ЗО»;
 - ТПК-5 «Разрывы линий КИП или других линий, содержащих теплоноситель первого контура за пределами ЗО»;
 - ПАР-1 «Разрыв паропровода полным сечением между парогенератором и отсечным клапаном с двухсторонним истечением пара за пределами ЗО»;
 - ПАР-2 «Разрыв паропровода полным сечением между парогенератором и отсечным клапаном с двухсторонним истечением пара внутри ЗО»;
 - ПАР-3 «Разрыв главного парового коллектора или паропровода ПГ в отсекаемой части»;
 - ПИТ-1 «Разрыв трубопровода питательной воды парогенератора между обратным клапаном и парогенератором»;
 - ПИТ-2 «Разрыв трубопровода питательной воды парогенератора до обратного клапана»;
 - ПИТ-3 «Потеря нормального расхода питательной воды (за исключением разрыва трубопровода питательной воды)»;
 - ВАК «Потеря вакуума в конденсаторе турбины»;
 - ТПВ-1 «Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим расхолаживанием со скоростью 60 °С/ч»;
 - ТПВ-2 «Течь из первого контура во второй при отрыве крышки коллектора парогенератора»;
 - ТПВ-3 «Ложное срабатывание алгоритма управления аварией течи из первого контура во второй»;
 - ОТ-1 «Мгновенное заклинивание или разрыв вала одного главного циркуляционного насосного агрегата»;
 - ОТ-2 «Потеря неаварийного питания переменным током вспомогательного станционного оборудования (обесточивание АС)»;
 - ОТ-3 «Отключение различного числа ГЦНА со срабатыванием аварийной защиты реактора»;
 - АР-1 «Выброс органов регулирования системы управления и защиты при разрыве чехла привода»;
 - АР-2 «Подключение неработающей петли без предварительного снижения мощности»;
 - ТБВ «Течь из бассейна выдержки или разрыв трубопровода, приводящие к снижению уровня воды в бассейне»;
 - УРГ «Течь трубопроводов в системах транспортирования, хранения и переработки радиоактивных отходов, содержащих радиоактивный газ»;
 - БПУ «Аварийные ситуации на БПУ»;

- СП-ВЭС «Специальная процедура. Восстановление электро-снабжения при обесточивании АС»;
- Блоки стандартных действий:
 - 1) БСД-1 «Действия при срабатывании АЗ реактора»;
 - 2) БСД-2 «Отключение турбоустановки»;
 - 3) БСД-3 «Запуск СБ по сигналам ФСКУ АА13»;
 - 4) БСД-4 «Закрытие локализирующей арматуры»;
 - 5) БСД-5 «Расхолаживание РУ в режиме ЕЦ»;
 - 6) БСД-6 «Включение промконтур и техводы при запуске САР ПГ».

Набор исходных событий для событийно-ориентированных процедур «Инструкции по ликвидации аварий для остановленного энергоблока» определяется ВАБ для остановленного энергоблока.

В состав ИЛА для остановленного энергоблока (NW2O.E.058.1.&&&&&.JA&&.000.EC.0002), кроме диагностической процедуры, входят процедуры оптимального восстановления:

- ОТ-2/ХС «Потеря электроснабжения собственных нужд энергоблока в состоянии "холодное"»;
- ОТ-2/ОДР «Потеря электроснабжения собственных нужд энергоблока в состоянии "останов для ремонта"»;
- ОТ-2/ПТ «Потеря электроснабжения собственных нужд энергоблока в состоянии "перегрузка топлива"»;
- ТПВ-1/ХС «Малая течь из первого контура во второй в состоянии энергоблока "холодное"»;
- ТПК-2/ХС «Течь из первого контура в состоянии энергоблока "холодное"»;
- ТПК-2/ОДР «Течь из первого контура в состоянии энергоблока "останов для ремонта"»;
- ТПК-2/ПТ «Течь из первого контура в состоянии энергоблока "перегрузка топлива"»;
- ТБВ-1 «Течь из БВ (БП), ШР ВКУ (компенсируемая течь облицовки)»;
- ОС-1/ХС «Отказ канала 1 JNA в состоянии энергоблока "холодное"»;
- ОС-1/ОДП(ПТ) «Отказ канала 1 JNA в состоянии энергоблока "останов для ремонта", "перегрузка топлива"»;
- ОС-2 «Отказ канала системы охлаждения БВ 1 ФАК»;
- ОС-3 «Отказ канала системы тех. воды ответственных потребителей 1 РЕ»;
- ХТТ-1 «Падение отдельных ТВС, транспортного установочного контейнера, герметичного пенала в транспортный отсек при ТТО»;

- ХТТ-2 «Падение транспортного установочного контейнера, транспортного чехла, герметичного пенала на площадку под эстакадой РО при ТТО»;
- ХТТ-3 «Падение отдельных ТВС, ТУК, упаковочного комплекта, транспортного чехла, герметичного пенала в здании хранилища свежего топлива при ТТО»;
- ХТТ-4 «Падение предметов, которые могут изменять расположение и нарушать целостность ТВС и оболочек ТВЭЛ (в том числе в шахту реактора и БВ)»;
- ХТТ-5 «Зависание отработавшей сборки ТВС в процессе выполнения перегрузочных работ»;
- ХТТ-6 «Отказы оборудования комплекса систем хранения и обращения с ядерным топливом, включая полное прекращение электроснабжения»;
- ХТТ-7 «Нарушение крепления упаковок во время транспортирования ядерного топлива»;
- ХТТ-8 «Падение транспортного контейнера с отработавшими ТВС»;
- ХТТ-9 «Ошибочные действия персонала по расцеплению штанг приводов СУЗ».

Аварийная процедура включает в себя:

- наименование процедуры;
- цель процедуры;
- условия входа в процедуру;
- логическую схему аварийного процесса;
- алгоритм перевода блока в безопасное и контролируемое состояние.

Основной целью процедур для проектных аварий является:

- предотвращение развития проектных аварий в запроектные аварии;
- приведение реакторной установки в состояние нормальной эксплуатации, а если это невозможно, то в безопасное и контролируемое состояние блока.

Условия входа в процедуру – это параметры и характеристики блока, с помощью которых идентифицируется аварийный режим, и которые однозначно позволяют выбрать конкретную противоаварийную процедуру из общего комплекта процедур.

Логическая схема аварийных процедур – это графическое представление аварийного процесса в которых отдельные шаги (конкретные действия) отображают в виде блоков различной формы, соединенных между собой линиями, указывающими последова-

тельное одна за другой достижение определенных целей (последовательное шаг за шагом решение задач), с общей конечной целью достижения безопасного, управляемого состояния РУ.

Алгоритм перевода блока в безопасное и контролируемое состояние представлен в двухколоночной форме и определяет управляющие действия (шаги) аварийной процедуры для достижения безопасного, управляемого состояния РУ. Левая колонка содержит действия персонала при наиболее вероятном протекании аварии без дополнительных отказов в работе оборудования. Шаги процедуры написаны таким образом, чтобы оператор мог пройти по процедуре только по левой стороне двухколоночного формата. В правой колонке описаны действия персонала в случаях, если соответствующие действия в левой колонке не выполнены из-за возникновения отказа в работе оборудования, или если указанное условие, событие или задача не представляют или не достигают желаемого результата.

5.2.3.3 Симптомно-ориентированные процедуры действий персонала по ликвидации проектных аварий

Симптомно-ориентированные процедуры действий персонала по ликвидации проектных аварий включены в разработанный для НВАЭС-2 документ «Инструкция по ликвидации проектных аварий на энергоблоке. Симптомно-ориентированная».

Симптомно-ориентированные процедуры ориентированы на ликвидацию аварий и их комбинаций с наложениями любых отказов оборудования.

До начала работы с симптомно-ориентированными процедурами не требуется предварительное определение исходного события, явившегося причиной аварийного режима.

Аварийный режим распознается в процессе выполнения действий по диагностической процедуре, входящей в состав симптомно-ориентированных процедур.

Симптомно-ориентированные процедуры определяют действия персонала по оптимальному восстановлению безопасного стабильного состояния энергоблока.

«Оптимальность» восстановления безопасного состояния энергоблока с помощью симптомно-ориентированных процедур состоит в том, что после определения исходного события действиями по диагностической процедуре при дальнейших управляющих действиях оператор учитывает характер аварийного процесса.

В современных документах по управлению авариями понятие процедур оптимального восстановления связано с авариями, которые могут быть диагностированы с помощью однозначных симптомов. Используется также формулировка, что процедуры оптимального восстановления основаны на симптомах и ориентированы на сценарии.

Симптомно-ориентированные процедуры взаимосвязаны между собой и вместе образуют единую систему, организованную по ветвящейся структуре.

Наименования (обозначения) и назначения симптомно-ориентированных процедур, приведенных в документе «Инструкция по ликвидации проектных аварий на энергоблоке. Симптомно-ориентированная», представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Симптомно-ориентированные процедуры

№ п/п	Наименование процедуры (обозначение)	Назначение процедуры
1	Срабатывание аварийной защиты или включение в работу систем безопасности (А-0)	Применяется при входе в комплекс симптомно-ориентированных процедур оптимального восстановления. Содержит действия персонала по контролю срабатывания АЗ, СБ, диагностике характера аварийного режима
2	Срабатывание аварийной защиты реактора (АД-0.1)	Применяется после перехода из процедуры А-0 для всех режимов, не связанных с необходимостью включения СБ по технологическим параметрам
3	Расхолаживание способом естественной циркуляции (АД-0.2)	Применяется при расхолаживании реакторной установки в режиме естественной циркуляции теплоносителя при отсутствии срабатывания защит САОЗ
4	Течь теплоносителя 1-го и/или 2-го контура (А-1)	Применяется после перехода из процедуры А-0 по наличию признаков течи 1-го и/или 2-го контура. Для больших течей 1-го контура содержит действия по расхолаживанию РУ до «холодного» состояния
5	Вывод из работы систем безопасности	Применяется для вывода из работы систем безопасности, в работе ко-

№ п/п	Наименование процедуры (обозначение)	Назначение процедуры
	(АД-1.1).	торых нет необходимости
6	Расхолаживание после аварии с течью 1-го и/или 2-го контура (АД-1.2)	Применяется при расхолаживании РУ до «холодного» состояния в режимах с течью 1-го и/или 2-го контура, при которых не формируются условия для вывода из работы СБ и параметры 1-го контура превышают параметры подключения насосов САПР
7	Изоляция ПГ с течью 2-го контура (А-2)	Применяется для изоляции ПГ с течью 2-го контура
8	Течь из 1-го контура во 2-й (А-3)	Применяется на начальной стадии ликвидации аварии с течью из 1-го контура во 2-й. Для малых течей содержит действия по расхолаживанию РУ
9	Течь из 1-го контура во 2-й – расхолаживание с использованием продувки ПГ для снижения давления в поврежденном ПГ (АД-3.1)	Применяется для расхолаживания РУ при течи из 1-го контура во 2-й после закрытия БЗОК поврежденного ПГ и расхолаживания поврежденного ПГ с использованием продувки ПГ для снижения давления в ПГ
10	Течь из 1-го контура во 2-й – расхолаживание сбросом пара (АД-3.2)	Применяется для расхолаживания РУ при течи из 1-го контура во 2-й после закрытия БЗОК поврежденного ПГ и расхолаживания поврежденного ПГ сбросом пара через БРУ-А
11	Течь из 1-го контура во 2-й с потерей теплоносителя 1-го контура – восстановление с поддержанием запаса до вскипания (АРЗ-3.1)	Применяется для расхолаживания РУ при течи из 1-го контура во 2-й при разуплотнении коллектора ПГ по первому контуру
12	Течь из 1-го контура во 2-й с потерей теплоносителя 1-го контура – восстановление в насыщенном состоянии (АРЗ-3.2)	Применяется для расхолаживания РУ при течи из 1-го контура во 2-й при разуплотнении коллектора ПГ по 1-му контуру и не закрытии паросбросных устройств 2-го контура
13	Потеря теплоносителя первого контура за пределы ГО	Применяется при разрывах линий КИП или других линий, содержащих теплоноситель первого контура за пределами ГО

Основой этой структуры является диагностическая процедура А-0 «Срабатывание аварийной защиты или включение в работу систем безопасности», с которой начинается работа по управлению аварийными режимами.

Из процедуры А-0 имеются выходы в основные процедуры (А) для каждого класса аварий, определяющие действия персонала, общие для всех аварий из данного класса.

Из основных процедур имеются выходы в дочерние процедуры (АД), определяющие действия персонала, для определенных аварий из данного класса, либо в дочерние процедуры (АРЗ), определяющие действия персонала при маловероятных авариях из данного класса аварий.

Между процедурами имеются связи, переходы по которым выполняются при определенных условиях.

После определения с помощью диагностической процедуры того, к какому классу относится авария, выполняются действия основной процедуры для этого класса аварий.

Если имеет место комбинация аварий, то структура диагностической процедуры А-0 и структура связей между симптомно-ориентированными процедурами определяют приоритеты в управляющих действиях.

В рамках каждой симптомно-ориентированной процедуры предполагается дополнительная диагностика аварии с переходом к иной процедуре, если предыдущая оценка ситуации была неверной или произошло развитие аварии.

Диагностика по процедуре А-0 продолжается до снижения температуры теплоносителя во всех горячих нитках менее 146 °С.

Симптомно-ориентированная ИЛА охватывает как проектные аварии, так и запроектные аварии, возникающие в состояниях энергоблока «работа на мощности», «выход на МКУ» и «горячее», а также в переходных режимах разогрева/расхолаживания при температуре теплоносителя хотя бы в двух горячих нитках петель 1-го контура более 150 °С.

Для наглядности фрагменты диагностической процедуры и аварийной процедуры ИЛА – ТПК-1 «Непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей посадкой» представлены в Приложении 2 настоящего документа.

5.2.4 Руководства по управлению запроектными авариями

5.2.4.1 Применение симптомно-ориентированного подхода в РУЗА НВАЭС-2

5.2.4.1.1 Постулаты симптомно-ориентированного подхода

Событие, которое произошло – не обязательно одно из тех, которые входят в предварительно определенный перечень, и, в частности, может быть комбинацией происшествий (границы действия аварийных эксплуатационных процедур должны быть документированы) [18].

Событие может развиваться по пути, который сильно отличен от того, что был предсказан при предварительном анализе события, также потому, что другое (- ие) события или отказы оборудования могут произойти позже, в ходе нарушения или из-за ошибок оператора [18].

Идеально, когда состояние КФБ определяется одним-двумя параметрами (симптомами), не более.

5.2.4.1.2 Определение КФБ на основе анализа концепции глубоко эшелонированной защиты

Безопасность АС должна обеспечиваться 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 и **системы технических и организационных мер** по защите барьеров и сохранению их эффективности, а также по защите персонала, населения и окружающей среды (НП-001-15 [1]).

Составляющие системы физических барьеров блока АС (НП-001-15 [1]):

- топливная матрица;
- оболочка твэла;
- граница контура теплоносителя реактора;
- герметичное ограждение реакторной установки;
- биологическая защита.

В соответствии с концепцией глубоко эшелонированной защиты, управление запроектными авариями определено как Уровень 4 системы технических и организационных мер.

Цели технических и организационных мер Уровня 4 – это:

- предотвращение развития запроектных аварий и ослабление их последствий;
- защита герметичного ограждения от разрушения при запроектных авариях и поддержание его работоспособности;
- возвращение АС в контролируемое состояние, при котором прекращается **цепная реакция деления**, обеспечивается постоянное **охлаждение ядерного топлива** и **удержание радиоактивных веществ** в установленных границах (НП-001-15 [1]).

Задачей технических и организационных мер Уровня 4 является удержание значений **вероятности аварийной ситуации с серьезным повреждением активной зоны** (тяжелая авария) и **величины радиоактивных выбросов**, сопровождающих тяжелую аварию, на минимальном достижимом уровне (НП-001-15 [1]).

Цели технических и организационных мер Уровня 4 во взаимосвязи с соответствующими физическими барьерами непосредственно и однозначно определяет следующие КФБ:

- прекращение цепной реакции деления и поддержание активной зоны реактора в подкритическом состоянии или КФБ **«Подкритичность»**. Прямое назначение этой КФБ – защита физического барьера **«Топливная матрица»**;
- постоянное охлаждение ядерного топлива или КФБ **«Охлаждение ядерного топлива»**. Прямое назначение этой КФБ – защита физического барьера **«Оболочка твэла»**³;
- удержание радиоактивных веществ в границах первого контура теплоносителя реактора или КФБ **«Целостность первого контура»**. Прямое назначение этой КФБ – защита физического барьера **«Граница контура теплоносителя реактора»**;
- удержание радиоактивных веществ в границах герметичного ограждения или КФБ **«Целостность герметичного ограждения»**. Прямое назначение этой КФБ – защита физического барьера **«Герметичное ограждение реакторной установки»**.

³ Кроме активной зоны реактора, необходимо охлаждать и облученное, имеющее остаточные тепловыделения ядерное топливо в бассейне выдержки. Поэтому далее следует рассмотреть вопрос о разделении КФБ «Охлаждение ядерного топлива» на две составляющие: «Охлаждение ядерного топлива в активной зоне» и «Охлаждение ядерного топлива в бассейне выдержки».

Таким образом, применение концепции глубоко эшелонированной защиты дает четыре основных КФБ⁴:

- «Подкритичность»;
- «Охлаждение ядерного топлива»;
- «Целостность первого контура»;
- «Целостность герметичного ограждения».

5.2.4.1.3 Анализ полученных КФБ

Сравнительный анализ КФБ, полученных на основе анализа концепции глубоко эшелонированной защиты для НВАЭС-2 и КФБ, используемых в подходах фирм ЭДФ, Вестингауз, Сименс и Балаковской АЭС.

⁴ Целостность физического барьера «Биологическая защита» обеспечивается КФБ «Подкритичность», «Охлаждение ядерного топлива» и «Целостность первого контура».

Таблица 5.3 – Критические функции безопасности, используемые в подходах фирм ЭДФ, Вестингауз и Сименс, Балаковской АЭС и полученные на основе анализа концепции глубоко эшелонированной защиты

НВАЭС-2 (на основе концепции глубокой эшелонированной защиты)	Вестингауз	Балаковская АЭС	ЭДФ	Сименс
1 Подкритичность	1 Подкритичность	1 Подкритичность активной зоны реактора	1 Подкритичность	1 Подкритичность
2 Охлаждение ядерного топлива	2 Охлаждение активной зоны	2 Охлаждение активной зоны реактора	2 Теплоотвод от активной зоны	2 Теплоотвод от первого контура
	3 Теплоотвод	3 Теплоотвод от первого контура ко второму контуру	3 Теплоотвод в окружающую среду	3 Сток тепла по второму контуру
3 Целостность ЗО	4 Контейнмент	4 Целостность герметичного ограждения	4 Удержание про-дуктов деления	4 Питательная вода
				5 Целостность контейн-мента
4 Целостность пер-вого контура	5 Запас тепло-носителя пер-вого контура	5 Наполненность – запас теплоносителя 1-го конту-ра		6 Ограничение выхода активности в окружающую среду
		6 Работоспособность обо-рудования		7 Запас теплоносителя первого контура
		7 Целостность первого контура		8 Переопрессовка первого контура
				9 Электроснабжение

Из таблицы 5.3 следует, что подходы фирм Вестингауз и ЭДФ наиболее точно отражают концепцию глубоко эшелонированной защиты. Отличия:

КФБ «Охлаждение ядерного топлива» разделена на две:

- «Охлаждение активной зоны» и «Теплоотвод» у Вестингауз;
- «Теплоотвод от активной зоны» и «Теплоотвод в окружающую среду» у ЭДФ.

Набор КФБ Вестингауз содержит дополнительную КФБ «Запас теплоносителя первого контура».

У ЭДФ КФБ «Целостность первого контура» и «Целостность герметичного ограждения» объединены в одну КФБ «Удержание продуктов деления».

В результате сравнения наборов КФБ, принятых разработчиками СОАИ фирм ЭДФ, Вестингауз и Сименс, выполненного в [20], были сделаны следующие выводы:

Ряд основных КФБ во всех подходах совпадает. В терминах РУЗА фирмы Вестингауз это «Подкритичность», «Охлаждение активной зоны» и «Теплоотвод».

Не существует «единственно верного» набора КФБ. Например, можно ввести КФБ «Контейнмент», как это сделано в РУЗА фирмы Вестингауз, а различные аспекты рассматривать в разных процедурах восстановления. В отличие от Вестингауз, в подходе фирмы Сименс выделяются два уровня КФБ. На верхнем уровне рассматриваются глобальные КФБ «Подкритичность», «Охлаждение активной зоны» и «Управление активностью», а затем рассматриваются более конкретные КФБ второго уровня.

КФБ «Электроснабжение», введенная фирмой Сименс, не является чем-либо уникальным, поскольку в наборе процедур фирмы Вестингауз есть соответствующая специальная процедура. Вопрос о том, отнести ли эту процедуру в ту часть СОАИ, которая охватывает восстановление критических функций безопасности, либо иметь эту процедуру как некую специальную процедуру в группе процедур оптимального восстановления, может иметь разные решения. Аналогичный вывод сделан и в отношении КФБ-0 «Работоспособность оборудования», исходные события которой диагностируются однозначно. Поэтому вместо КФБ-0 «Работоспособность оборудования» для блока №1 НВАЭС-2 разработана специальная событийная процедура СП-ВЭС «Восстановление электроснабжения», соответствующая однозначно диагностируемым исходным событиям «Отказ всех источников электроснабжения переменного тока на 8 и

24 ч» (ИС ЗПА) и «Потеря неаварийного питания переменного тока вспомогательного стационарного оборудования (обесточивание АС) (ИС проектной аварии).

5.2.4.1.4 Анализ целесообразности включения дополнительных КФБ

5.2.4.1.4.1 КФБ «Теплоотвод»

Как следует из таблицы 5.3, аналогами КФБ «Теплоотвод» в терминологии Вестингауз являются:

- Балаковская АЭС: «Теплоотвод от первого контура ко второму контуру»;
- ЭДФ: «Теплоотвод в окружающую среду»;
- Сименс: «Сток тепла по второму контуру» и «Питательная вода».

Очевидно, что все без исключения рассматривают функцию передачи тепла от первого контура как критическую.

В наборе КФБ фирмы Вестингауз КФБ «Теплоотвод» считается одной из трех основных, наряду с КФБ «Подкритичность» и «Охлаждение активной зоны».

Вместе с КФБ «Охлаждение активной зоны», КФБ «Теплоотвод», прежде всего, обеспечивает целостность барьера «Оболочка твэла» и представляет собой смежный по отношению к КФБ «Охлаждение активной зоны» технологический процесс, без которого она не будет выполнена.

На основании вышеизложенного целесообразно включить КФБ «Теплоотвод от первого контура ко второму контуру» в набор КФБ НВАЭС-2.

5.2.4.1.4.2 КФБ «Охлаждение ядерного топлива в БВ»

Кроме активной зоны реактора нужно также охлаждать и ОТВС в бассейне выдержки. Необходимость введения новой КФБ «Охлаждение ядерного топлива в БВ» возникла после аварии на нескольких энергоблоках АЭС Фукусима-1 (Япония) в марте 2011 года, когда отработанное топливо в БВ этих энергоблоков осталось без теплоотвода, что привело к частичному повреждению отработанного ядерного топлива в бассейнах выдержки энергоблоков № 3 и № 4 АЭС Фукусима-1.

Причинами, которые могут привести к подобным тяжелым для отработанного топлива последствиям на блоке № 1 НВАЭС-2, могут стать выкипание теплоносителя при длительном отсутствии его охлаждения или наличие течи из БВ, которая, в свою очередь, может привести к снижению уровня в бассейне выдержки до критиче-

ской отметки и оголению твэлов. Следовательно, новая КФБ «Охлаждение ядерного топлива в БВ» призвана предотвратить повреждение твэлов вследствие их перегрева.

Подобная задача выполняется поддержанием удовлетворительного состояния КФБ-2 «Охлаждение активной зоны» (в терминологии СОАИ Вестингауз). Назначение как КФБ «Охлаждение активной зоны», так и КФБ «Охлаждение ядерного топлива в БВ» – предотвратить повреждение твэлов вследствие их перегрева. Очевидно, что обе КФБ имеют одинаковый приоритет. Именно поэтому для блока № 1 НВАЭС-2 эти две КФБ сведены в одну – КФБ-2 «Охлаждение ядерного топлива», дерево состояний которой разделено на две составляющих: «Охлаждение ядерного топлива» в реакторе и «Охлаждение ядерного топлива» в бассейне выдержки.

5.2.4.1.4.3 КФБ «Запас теплоносителя первого контура»

Неудовлетворительное состояние КФБ «Запас теплоносителя первого контура» может привести к образованию паровых пузырей внутри корпуса реактора и срыву циркуляции в первом контуре, а, следовательно, к неудовлетворительному состоянию КФБ «Охлаждение ядерного топлива» в режимах с течами первого контура, а также в режиме «сброс-подпитка по первому контуру».

Как следует из таблицы 5.3, КФБ «Запас теплоносителя первого контура» отсутствует, как таковая, только у ЭДФ. Однако, в ЭДФ предусмотрена процедура мониторинга состояния паропроизводящей установки и «запасов» по средствам, способным охладить активную зону, в рамках которой должна выполняться проверка баланса воды в бассейне выдержки и баке-приямке. На основании опыта разработки РУЗА для энергоблоков с ВВЭР-1000 и по рекомендации АО ОКБ «Гидропресс» КФБ «Запас теплоносителя первого контура» включена в набор КФБ НВАЭС-2.

5.2.4.1.4.4 Итоговый перечень КФБ НВАЭС-2

Для блока № 1 НВАЭС-2 определён следующий набор КФБ:

- КФБ-1 «Подкритичность активной зоны реактора»;
- КФБ-2 «Охлаждение ядерного топлива»;
- КФБ-3 «Теплоотвод от первого контура ко второму контуру»;
- КФБ-4 «Целостность первого контура»;
- КФБ-5 «Целостность ЗО»;
- КФБ-6 «Запас теплоносителя первого контура».

Порядковый номер КФБ соответствует статусу приоритетности КФБ.

Для индикации степени нарушения КФБ (приоритизации серьезности состояний) применить цвета: красный, оранжевый, желтый, зеленый по убыванию приоритета.

5.2.4.2 Управление запроектной аварией

Управление запроектной аварией формирует один из уровней защиты физических барьеров на пути распространения радиоактивных материалов и содержит действия, направленные на предотвращение развития запроектных аварий и на ослабление последствий запроектных аварий. Для этих действий используются любые имеющиеся в работоспособном состоянии технические средства, предназначенные для обеспечения безопасности при проектных и запроектных авариях, а при их отсутствии любые имеющиеся в работоспособном состоянии технические средства нормальной эксплуатации. Кроме того, могут использоваться специальные средства управления запроектными авариями, если они развернуты и введены в действие.

В соответствии с требованиями НП-001-15 [1] на АС должны быть разработаны руководства, определяющих действия персонала по управлению запроектными, в том числе тяжелыми, авариями. Предписываемые руководствами действия персонала должны основываться на признаках происходящих событий и состояний РУ и АС в целом и прогнозе ожидаемого развития аварий. Основанные на прогнозе действия должны быть направлены на восстановление функций безопасности и ограничение последствий аварий.

Для НВАЭС-2 разработаны «Руководство по управлению запроектными авариями (РУЗА) на энергоблоке» (далее – РУЗА) и «Руководство по управлению запроектными авариями для остановленного энергоблока» (далее – РУЗА ОРИБВ), включающие в себя действия персонала по управлению запроектными, в том числе тяжелыми, авариями, в совокупности охватывающие все исходные эксплуатационные состояния энергоблока, предшествующие развитию запроектной аварии. Данные руководства разработаны с использованием симптомно-ориентированного подхода на методологической основе, принятой фирмой Вестингауз (США) при разработке «Инструкций по восстановлению функций безопасности» (Function Restoration Guideline – FRG), входящих в состав «Руководства по преодолению аварий» (Emergency Responce Guideline – ERG).

В составе РУЗА приводятся указания персоналу по диагностике состояния энергоблока АС, выбору и осуществлению стратегии управления ЗПА, направленной на достижение целей управления ЗПА, структурированные в виде процедур (инструкций) и приложе-

ний справочно-информационной поддержки. Стратегии управляющих действий персонала определяются конкретным состоянием РУ и основного оборудования энергоблока.

РУЗА определяет действия персонала по управлению запроектными авариями (включая тяжелые аварии) на стадиях:

- предотвращения тяжелой аварии поддержанием целостности физических барьеров на пути распространения продуктов деления (стадия «П»);
- ослабления (смягчения) последствий тяжелой аварии (стадия «Т»).

В соответствии с РБ-102-15 [42] в составе РУЗА предусматриваются следующие разделы:

- общие положения;
- оперативный раздел, содержащий главную инструкцию, состоящую из диагностических инструкций и инструкций по реализации стратегий управления ЗПА, а также инструкции по выполнению отдельных задач управления ЗПА (инструкции по контролю, восстановлению и поддержания КФБ);
- справочно-информационное приложение, содержащее вспомогательные средства оценки, расчётное обоснование инструкций РУЗА, техническое обоснование инструкций РУЗА, описание феноменологии тяжелых аварий.

Раздел «Общие положения» РУЗА энергоблока № 1 НВАЭС-2 состоит из следующих подразделов:

- назначение и область применения РУЗА;
- структура РУЗА;
- организационные мероприятия в случае аварии на энергоблоке НВАЭС-2;
- организационная структура управления ЗПА (на стадии предотвращения тяжёлой аварии и на стадии ослабления (смягчения) последствий тяжёлой аварии);
- общий порядок начала применения РУЗА, перехода от одной инструкции РУЗА к другой, включая условия перехода к управлению ЗПА на стадии тяжёлой аварии, прекращения действий в соответствии с РУЗА;
- порядок осуществления действий при одновременном возникновении аварий на одном или нескольких энергоблоках Нововоронежской АЭС;
- организация обучения персонала АС управлению ЗПА.

«Оперативный раздел» РУЗА энергоблока № 1 НВАЭС-2 состоит из двух частей:

- Часть 1. Управление ЗПА на стадии предотвращения тяжёлой аварии (РУЗА(П)). Определяет действия персонала по контролю состояний критических функций безопасности (КФБ) и их восстановлению в соответствии с симптомно-ориентированными процедурами восстановления КФБ;
- Часть 2. Управление ЗПА на стадии ослабления (смягчения) последствий тяжёлой аварии (РУЗА(Т)). Определяет действия персонала при тяжёлых авариях, направленные на ослабление (смягчение) последствий тяжелой аварии и достижение долгосрочного безопасного стабильного состояния энергоблока.

Состав процедур (инструкций) РУЗА(П) «Оперативного раздела» РУЗА NW2O.E.058.1.&&&&&.000.KD.0001:

1 Контроль состояний КФБ:

- КФБ-1 «Подкритичность активной зоны реактора»;
- КФБ-2 «Охлаждение ядерного топлива»;
- КФБ-3 «Теплоотвод от первого контура ко второму контуру»;
- КФБ-4 «Целостность первого контура»;
- КФБ-5 «Целостность защитной оболочки»;
- КФБ-6 «Запас теплоносителя первого контура»;

2 Восстановление КФБ-1 «Подкритичность активной зоны реактора»:

- Процедура ВФ-П.1 «Несрабатывание аварийной защиты»;
- Процедура ВФ-П.2 «Потеря подкритичности активной зоны»;

3 Восстановление КФБ-2 «Охлаждение ядерного топлива»:

- Процедура ВФ-О.1 «Перегрев активной зоны реактора»;
- Процедура ВФ-О.2 «Недостаточное охлаждение активной зоны реактора»;
- Процедура ВФ-О.3 «Кипение в активной зоне реактора»;
- Процедура ВФ-БВ.1 «Обезвоживание БВ»;
- Процедура ВФ-БВ.2 «Кипение теплоносителя БВ»;
- Процедура ВФ-БВ.3 «Разогрев БВ»;

4 Восстановление КФБ-3 «Теплоотвод от первого контура ко второму контуру»:

- Процедура ВФ-Т.1 «Потеря теплоотвода от первого контура ко второму контуру»;
- Процедура ВФ-Т.2 «Высокое давление в парогенераторе»;
- Процедура ВФ-Т.3 «Высокий уровень в парогенераторе»;
- Процедура ВФ-Т.4 «Низкий уровень в парогенераторе»;

5 Восстановление КФБ-4 «Целостность первого контура»:

- Процедура ВФ-Ц «Переохлаждение или повышение давления при низкой температуре»;

6 Восстановление КФБ-5 «Целостность защитной оболочки»:

- Процедура ВФ-3О.1 «Высокое давление в 3О»;
- Процедура ВФ-3О.2 «Рост давления в 3О»;

7 Восстановление КФБ-6 «Запас теплоносителя 1-го контура»:

- Процедура ВФ-3.1 «Потеря теплоносителя 1-го контура»;
- Процедура ВФ-3.2 «Низкий уровень в реакторе»;

8 Специальные процедуры:

- СП-ВЭС «Восстановление электроснабжения при обесточивании АС»;

9 Блоки стандартных действий:

- БСД-1 «Действия при срабатывании АЗ реактора»;
- БСД-2 «Отключение турбоустановки»;
- БСД-3 «Запуск СБ по сигналам ФСКУ АА13»;
- БСД-4 «Закрытие локализирующей арматуры»;
- БСД-5 «Расхолаживание РУ в режиме ЕЦ»;

10 Пожары в помещениях энергоблока.

11 Затопления в помещениях энергоблока.

РУЗА(Т) состоит из следующих компонентов:

- инструкции для оперативного персонала (первоначальные действия и действия после начала работы Группы управления аварией (ГУА)):

- 1) ИТА-БПУ-1 «Начальные действия на БПУ»;
- 2) ИТА-БПУ-2 «Действия на БПУ после начала работы Группы управления аварией»;

- диагностическая блок-схема (ДБС), включающая в себя инструкции:

- 1) ИТА-1 «Подать воду в парогенераторы»;
- 2) ИТА-2 «Снизить давление в первом контуре»;
- 3) ИТА-3 «Подать воду в первый контур»;
- 4) ИТА-4 «Обеспечить безопасное удержание расплава в УЛР»;
- 5) ИТА-5 «Уменьшить выброс продуктов деления»;
- 6) ИТА-6 «Управлять условиями под защитной оболочкой»;
- 7) ИТА-7 «Снижать концентрацию водорода под защитной оболочкой»;

- дерево серьезных угроз (ДСУ), включающая в себя инструкции:

- 1) ИСУ-1 «Смягчить выброс продуктов деления»;
- 2) ИСУ-2 «Снизить давление под защитной оболочкой»;
- 3) ИСУ-3 «Управлять дефлягацией водорода под защитной оболочкой»;
- 4) ИСУ-4 «Управлять вакуумом под защитной оболочкой»;
 - графические вспомогательные расчетные средства (ВРС);
- 1) ВРС-1 «Расход теплоносителя, необходимый для заполнения активной зоны»;
- 2) ВРС-2 «Расход, необходимый для отвода остаточного тепловыделения»;
- 3) ВРС-3 «Оценка возможности дефлягации водорода»;
 - инструкции выхода из РУЗА(Т):
- 1) ИТА-В-1 «Действия долгосрочного контроля»;
- 2) ИТА-В-2 «Выход из РУЗА(Т)».

В таблице 5.4 приведен перечень исходных событий (далее ИС) за проектных аварий для энергоблока № 1 Нововоронежской АЭС-2, которые учитываются в РУЗА, соответствующий перечню ЗПА, приведенному в главе 15 ООБ «Анализ аварий».

Таблица 5.4 – Исходные события и соответствующие им сценарии ЗПА (без плавления топлива)

№ п/п	ИС (группа ИС)
1	Отказ всех источников электроснабжения переменного тока на 8 и 24 ч
2	Прекращение охлаждения бассейна выдержки на 8 и 24 ч
3	Разрывы паропроводов внутри и вне ЗО вплоть до максимального диаметра парового трубопровода с разрывом одной трубки в парогенераторе
4	Полное прекращение подачи питательной воды
5	Аварии с потерей теплоносителя при большой течи (разрыв ГЦТ на входе в реактор) с отказом активной части САОЗ
6	Аварии с потерей теплоносителя при малых течах (течь из ГЦТ на входе в реактор эквивалентным диаметром 70 мм) с отказом активной части САОЗ
7	Течь теплоносителя из первого контура во второй в случае множественного разрушения трубок ПГ, или течи по коллектору первого контура парогенератора эквивалентным диаметром Ду 100 мм

№ п/п	ИС (группа ИС)
8	Аварии типа ATWS (с несрабатыванием аварийной защиты):
8.1	Потеря неаварийного питания переменного тока вспомогательного стационарного оборудования (обесточивание АС)
8.2	Ложное закрытие БЗОК
8.3	Неуправляемое извлечение одного или группы органов регулирования при выходе на МКУ и на мощности
8.4	Непреднамеренное разбавление борной кислоты в теплоносителе первого контура
8.5	Непредусмотренное открытие предохранительного клапана ПГ, сбросного клапана (БРУ-А) или байпасного клапана турбины (БРУ-К) с их последующей не посадкой
8.6	Потеря нормального расхода питательной воды (за исключением разрыва трубопровода питательной воды)
9	Пожары в помещениях энергоблока, приводящие к ЗПА
10	Затопления в помещениях энергоблока, приводящие к ЗПА
11	Аварии с наложением отказа по общей причине технических средств ТХС:
11.1	Потеря неаварийного питания переменного тока вспомогательного стационарного оборудования (обесточивание АС)
11.2	Потеря вакуума в конденсаторе или другие случаи, приводящие к останову турбины
11.3	Потеря нормального расхода питательной воды (за исключением разрыва трубопровода питательной воды)
11.4	Отключение различного числа главных циркуляционных насосных агрегатов
11.5	Большие течи теплоносителя в результате разрыва трубопроводов первого контура эквивалентным диаметром более 100 мм, включая разрыв главного циркуляционного трубопровода
11.6	Малые течи теплоносителя в результате разрыва трубопровода первого контура эквивалентным диаметром менее 100 мм
11.7	Течь из первого контура во второй при отрыве крышки коллектора парогенератора
11.8	Спектр разрывов паропровода внутри и вне защитной оболочки
11.9	Разрыв трубопровода питательной воды парогенератора

Перечень исходных событий ЗПА (без плавления топлива) для остановленного энергоблока № 1 НВАЭС-2, учитываемых в РУЗА ОРИБВ, приведен в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Исходные события и соответствующие им сценарии ЗПА (без плавления топлива) для остановленного энергоблока № 1 Нововоронежской АЭС-2

№ п/п	ИС (группа ИС)
1	Нарушение баланса реактивности в активной зоне реактора во время перегрузки топлива
2	Снижение концентрации борной кислоты в первом контуре
3	Снижение концентрации борной кислоты в бассейне выдержки
4	Полная потеря источников переменного тока
5	Течь из первого контура
6	Течь из бассейна выдержки (некомпенсируемая течь облицовки)
7	Длительное (до 24 ч) прекращение отвода тепла системами планового и аварийного расхолаживания при снятой крышке реактора и/или уплотненном реакторе
8	Потеря отвода остаточных тепловыделений от активной зоны реактора (отказ САПР)
9	Потеря отвода остаточных тепловыделений от бассейна выдержки (отказ систем ФАК и JNA)
10	Ошибочные действия персонала при эксплуатации системы подпитки-продувки, приводящие к повышению давления в 1-ом контуре
11	Ошибочные действия персонала, приводящие к непредусмотренному включению ТЭН КД
12	Ошибочное включение насосов 10КВА31÷33АР001, 11JNA12, 22АР001, 21(22)JND11, 12(21,22)АР001, 10КWA10АР001 на 1-й контур
13	Ошибочное подключение ГЕ САОЗ к 1-му контуру

Приведённые в таблицах 5.4 и 5.5 перечни исходных событий ЗПА соответствует перечню ЗПА, приведённому в главе 15 ООБ «Анализ аварий», но разработанные симптомно-ориентированные РУЗА и РУЗА ОРИБВ для энергоблока № 1 НВАЭС-2 не ограничиваются данным перечнем и охватывают все возможные ЗПА. Перечень ЗПА, приведённый в главе 15 ООБ «Анализ аварий», не является

окончательным и подлежит переработке с вводом в действие РБ «Рекомендации по формированию окончательного перечня запроектных аварий, подлежащих учёту в проекте атомных станций с реакторами типа ВВЭР». После разработки окончательного перечня ЗПА должно быть выполнено обоснование, что в РУЗА для энергоблока № 1 НВАЭС-2 учтены аварии, представленные в окончательном перечне ЗПА. Указанное обоснование должно быть приведено в качестве приложения к ООБ.

В РУЗА (РУЗА ОРИБВ) представлено:

- управление запроектной аварией на стадии предотвращения тяжелой аварии (стадия П). РУЗА (РУЗА ОРИБВ) определяет действия персонала по контролю состояний КФБ и их восстановлению в соответствии с симптомно-ориентированными процедурами восстановления КФБ;
- управление ЗПА на стадии ослабления (смягчения) последствий тяжелой аварии (стадия Т). РУЗА (РУЗА ОРИБВ) определяет действия персонала при тяжелых авариях, направленные на ослабление (смягчение) последствий тяжелой аварии и достижение долгосрочного безопасного стабильного состояния энергоблока.

5.2.4.3 Управление ЗПА на стадии предотвращения тяжелой аварии

Условием сохранности физических барьеров является выполнение КФБ, которые для энергоблока № 1 НВАЭС-2 определены как:

- КФБ-1 «Подкритичность активной зоны реактора»;
- КФБ-2 «Охлаждение ядерного топлива»;
- КФБ-3 «Теплоотвод от первого контура ко второму контуру»;
- КФБ-4 «Целостность первого контура»;
- КФБ-5 «Целостность защитной оболочки»;
- КФБ-6 «Запас теплоносителя первого контура».

РУЗА(П) содержат процедуры (инструкции) по контролю состояния и восстановлению КФБ при нарушении. При выполнении процедуры РУЗА(П) не требуется знания предшествующего аварийного процесса, явившегося причиной нарушения КФБ. Общей целью управляющих действий по симптомно-ориентированным процедурам РУЗА(П) является восстановление КФБ при любых ЗПА.

После срабатывания АЗ/УСБТ/ДЗ начинается контроль состояний КФБ в порядке их приоритетности. Состояния КФБ контролируются постоянно в процессе ликвидации аварии.

Для контроля состояний КФБ используются деревья состояний КФБ. Дерево состояний КФБ представляет собой процедуру:

- диагностики текущего состояния КФБ по характерным параметрам РУ;
- определения соответствующей процедуры по приведению КФБ в нормальное состояние.

Каждое дерево КФБ состоит из ряда «блоков». Блок – это контрольный вопрос (требующий ответа «ДА» или «НЕТ») удовлетворен или нарушен предел по определенному параметру (симптому), определяющему степень нарушения КФБ. Каждый возможный ответ приводит к переходу к другому «блоку» или к процедуре восстановления КФБ.

Функциональная ориентированность целей управляющих действий позволяет определить приоритетности в управляющих действиях, то есть определить, что более важно и должно выполняться в первую очередь, а что менее важно и может выполняться во вторую очередь.

Порядковый номер КФБ соответствует статусу приоритетности КФБ. При нарушении нескольких КФБ в первую очередь должны выполняться действия по восстановлению КФБ с большей приоритетностью, а затем последующие по порядку в соответствии с их статусом.

При совпадении «тяжелых» или «неудовлетворительных» состояний КФБ-2 в реакторе и КФБ-2 в БВ приоритетными являются управляющие действия по восстановлению КФБ-2 в реакторе. При совпадении «экстремальных» состояний КФБ-2 в реакторе и КФБ-2 в БВ приоритет определяется оперативным руководителем по ликвидации аварии – НС АС, а в его отсутствие – НСБ.

Деревья состояний КФБ определяют приоритеты действий персонала, связанных со степенью нарушения КФБ. Точка выхода из дерева состояний соответствует одному из четырех состояний КФБ, имеющих следующие приоритеты управляющих действий персонала по восстановлению КФБ:

- КФБ выполняется – управляющие действия не требуются («зеленое» состояние КФБ);
- неудовлетворительное состояние КФБ – решение о необходимости управляющих действий по поддержанию КФБ возлагается на оперативного руководителя ликвидации аварии («желтое» состояние КФБ);
- тяжелое нарушение КФБ – требуются управляющие действия по восстановлению КФБ («оранжевое» состояние КФБ);

- экстремальное нарушение КФБ – требуются немедленные управляющие действия по восстановлению КФБ («красное» состояние КФБ).

На рисунках 5.1–5.7 представлены деревья состояний КФБ для определения приоритетности действий оперативного персонала по восстановлению КФБ.

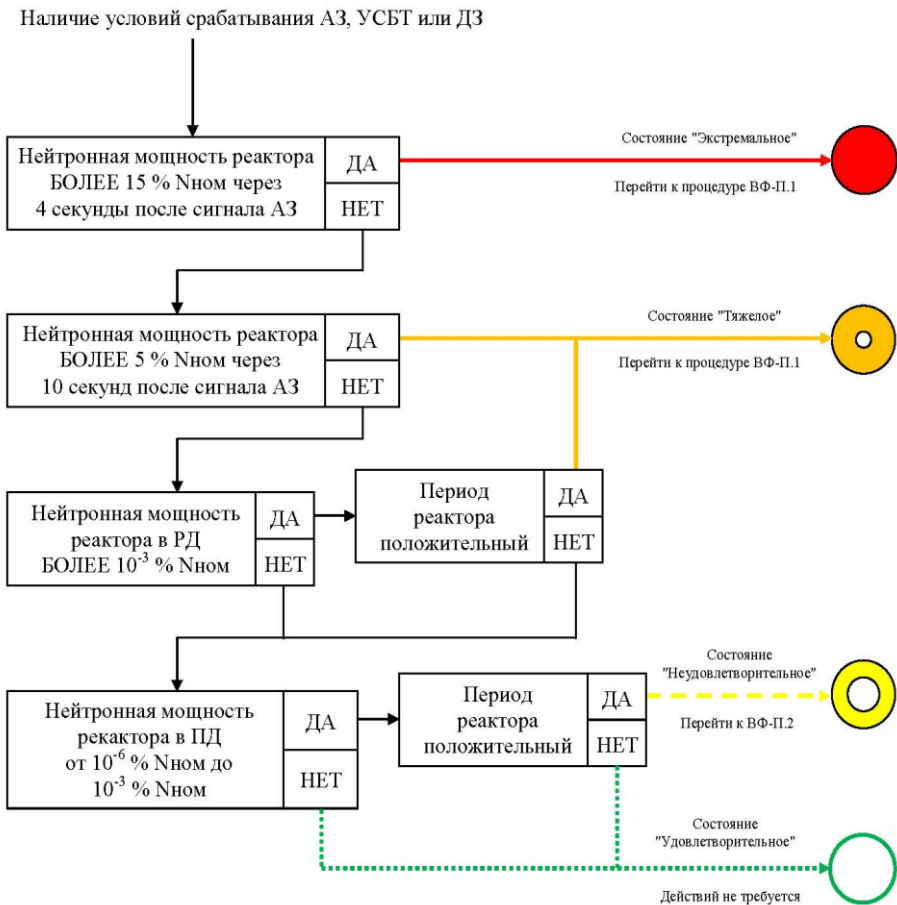


Рисунок 5.1 – Дерево состояний КФБ-1 «Подкритичность активной зоны реактора»

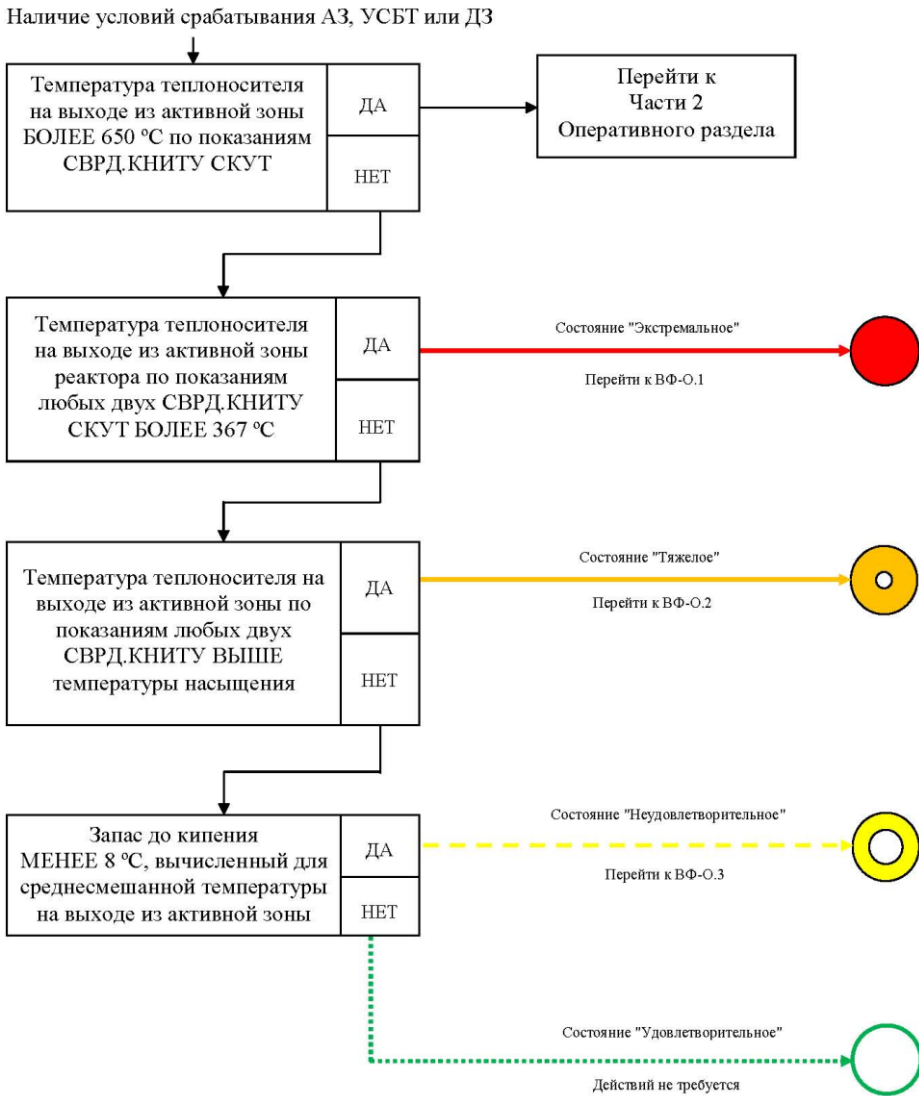


Рисунок 5.2 – Дерево состояний КФБ-2 «Охлаждение ядерного топлива» в реакторе

Наличие условий срабатывания АЗ,
УСБТ или ДЗ, рост температуры
или снижение уровня в БВ

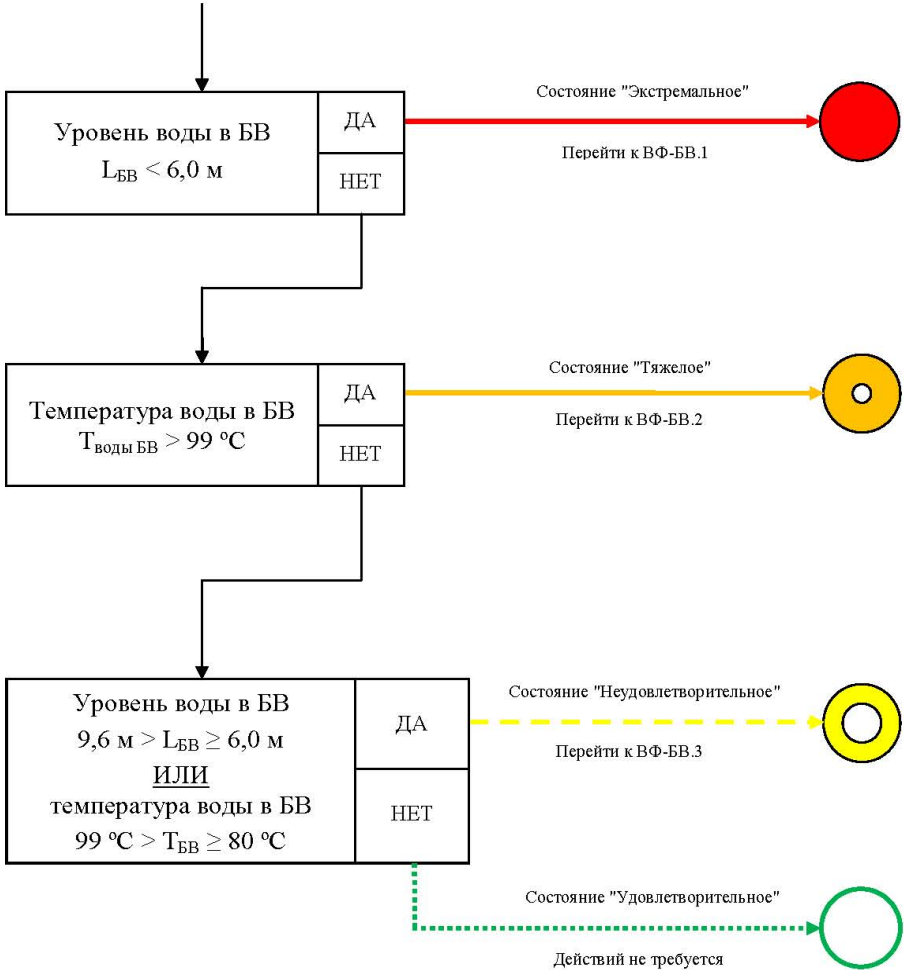


Рисунок 5.3 – Дерево состояний КФБ-2 «Охлаждение ядерного топлива» в бассейне выдержки

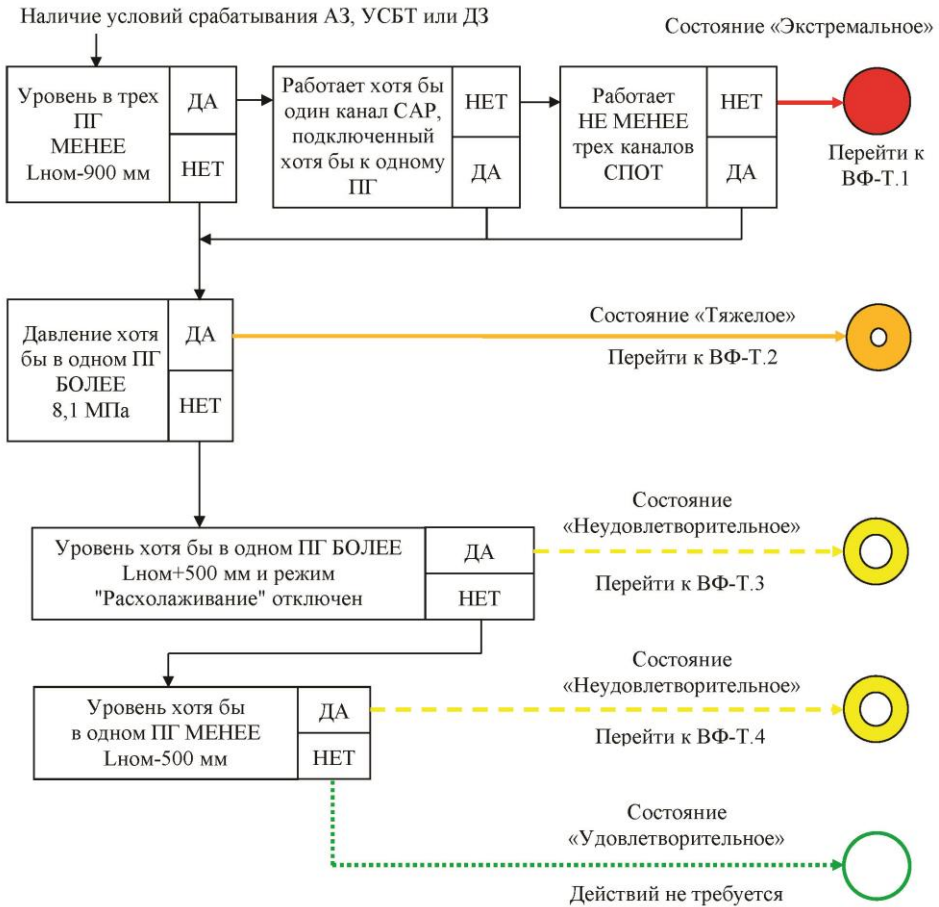


Рисунок 5.4 – Дерево состояний КФБ-3 «Теплоотвод от первого контура»

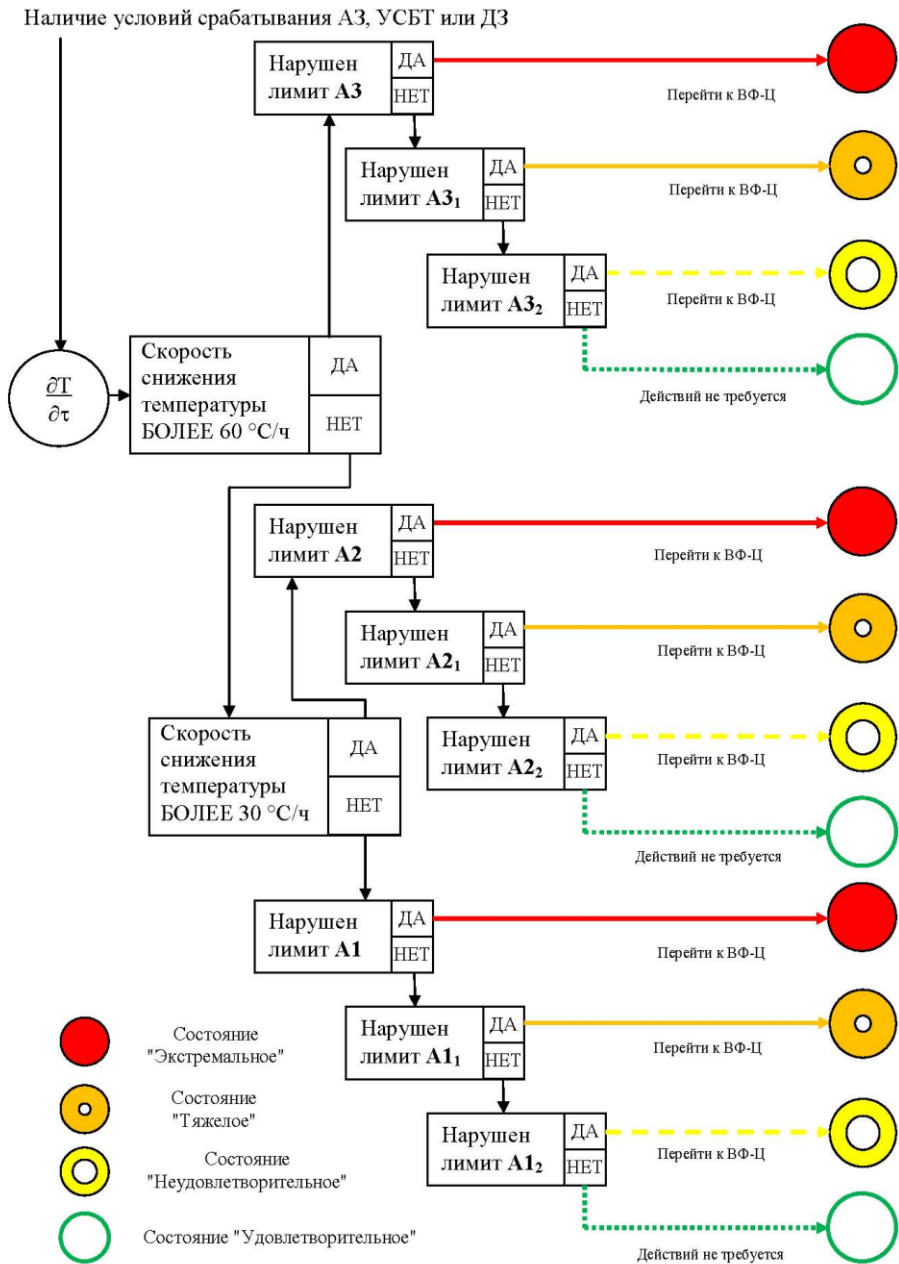


Рисунок 5.5 – Дерево состояний КФБ-4 «Целостность первого контура»

Наличие условий срабатывания АЗ, УСБТ или ДЗ

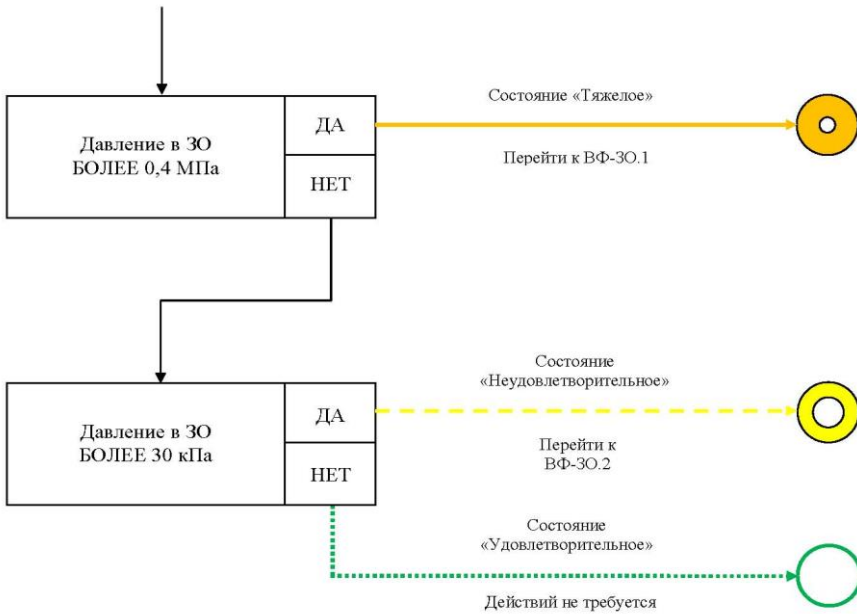


Рисунок 5.6 – Дерево состояний КФБ-5 «Целостность защитной оболочки»

Наличие условий срабатывания АЗ, УСБТ или ДЗ

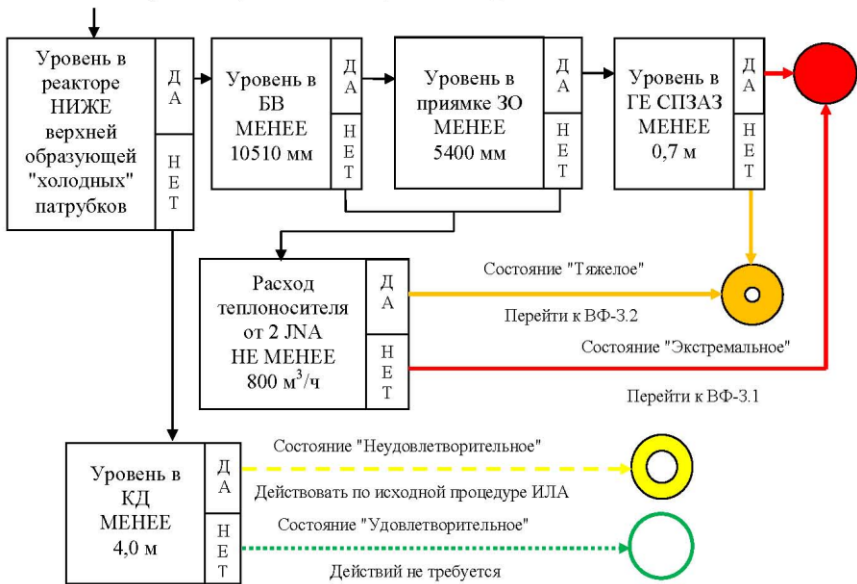


Рисунок 5.7 – Дерево состояний КФБ-6 «Запас теплоносителя первого контура»

Различия между КФБ по статусу и различия между состояниями каждой КФБ по тяжести нарушения определяют правила приоритетности управляющих действий персонала по восстановлению КФБ, правила пользования деревьями состояний КФБ и процедурами восстановления КФБ.

При выявлении неудовлетворительного состояния КФБ следует продолжать проверку состояния остальных КФБ. Оперативному руководителю дается право выбора: продолжать работу по ИЛА, либо приступить к восстановлению КФБ, имеющей неудовлетворительное состояние. «Желтые» состояния КФБ обеспечивают индикацию развивающихся событий на ранней стадии аварии и исчезают на последних стадиях ликвидации аварии.

При выявлении тяжелого нарушения КФБ следует продолжать проверку состояния остальных КФБ. После этого следует прекратить действия по ИЛА и приступить к восстановлению нормального состояния КФБ. Если выявлено несколько КФБ с тяжелым нарушением, первоочередному восстановлению подлежит КФБ с большей приоритетностью, а затем – последующие по порядку, в соответствии с их статусом. Если при выполнении действий по устранению тяжелого нарушения КФБ возникло тяжелое нарушение КФБ с большим статусом, оперативному персоналу следует прекратить текущие действия и приступить к устранению тяжелого нарушения КФБ с большим статусом.

При выявлении экстремального нарушения КФБ оперативному персоналу следует немедленно прекратить текущие действия и перейти к действиям по восстановлению КФБ, имеющей экстремальное нарушение. Если при выполнении действий по устранению экстремального нарушения КФБ возникло экстремальное состояние другой КФБ с большим статусом, оперативному персоналу следует прекратить текущие действия и приступить к восстановлению КФБ с большим статусом.

После восстановления приемлемого состояния КФБ с большим статусом продолжают действия по восстановлению КФБ с меньшим статусом. После восстановления приемлемого «неудовлетворительного» или «удовлетворительного» состояния КФБ продолжают действия по «ИЛА».

Переход к ИЛА возможен только при наличии состояния в других КФБ не хуже неудовлетворительного.

Контроль состояния КФБ осуществляет технический советник смены, а в его отсутствие – НС АС или НСРЦ.

Информация о состоянии КФБ должна регистрироваться лицом, осуществляющим контроль КФБ, в бланке «Листе контроля деревьев состояний КФБ» (образец приводится в РУЗА (РУЗА ОРИБВ)), отмечая слово «норма» либо шифр инструкции соответствующей КФБ, с докладом оперативному руководителю ликвидации аварии.

Чистые бланки «Листов контроля деревьев состояний КФБ» должны храниться на БПУ в достаточном количестве в отдельной папке.

Лист контроля деревьев состояний КФБ должен заполняться:

- при первом контроле КФБ при возникновении аварии;
- при любом изменении состояния КФБ по отношению к предыдущему циклу контроля;
- по указанию оперативного руководителя ликвидации аварии.

Лицо, осуществляющее контроль состояния КФБ, заполняет «Лист контроля деревьев состояний КФБ» в начале контроля состояния КФБ и при любом изменении состояния КФБ, указывая дату и время, а также свою фамилию и должность.

На основании информации о состоянии КФБ НС АС принимает решение:

- о прекращении управляющих действий оперативного персонала по ИЛА и начале действий по определенной процедуре настоящего РУЗА;
- о переходе из одной процедуры РУЗА в другую процедуру;
- о продолжении действий по ИЛА после восстановления КФБ.

Управляющие действия персонала по восстановлению КФБ изложены в процедурах логической схемой аварийного процесса и в пошаговой двухколоночной форме. Двухколоночная форма максимально кратко и облегченно для понимания:

- в левой колонке указаны «простейшие» для достижения поставленной цели действия;
- в правой колонке указаны альтернативные действия, то есть – что делать, если действие, указанное в левой колонке, по какой-либо причине невозможно выполнить.

Переход от РУЗА(П) к РУЗА(Т) осуществляется из процедуры восстановления КФБ-2 в реакторе ВФ-О.1 «Перегрев активной зоны

реактора» либо напрямую из дерева контроля состояний КФБ-2 в реакторе.

Переход от РУЗА(П) ОРИБВ к РУЗА(Т) ОРИБВ осуществляется из дерева контроля состояний КФБ-2 в реакторе.

Переход от РУЗА(П) ОРИБВ к РУЗА(Т) ОРИБВ осуществляется из дерева контроля состояний КФБ-2 в бассейне выдержки.

На рисунках 5.8–5.11 приведены примеры представления информации оперативному персоналу БПУ блоков 1 и 2 НВАЭС-2 на видеокадрах СППБ.

На рисунке 5.8 показан видеокادر, который позволяют контролировать изменение состояния всех КФБ.

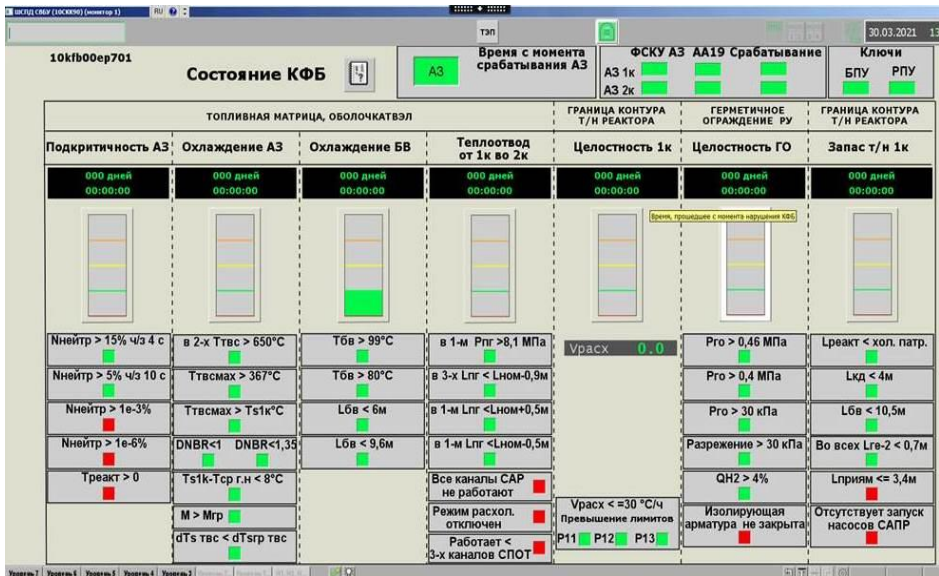


Рисунок 5.8 – Общий вид формата СППБ «Состояние КФБ»

На рисунке 5.9 показан пример на так называемых «деревьях» КФБ, которые позволяют контролировать формирование критериев изменения состояний КФБ от «нормального» до «экстремального».

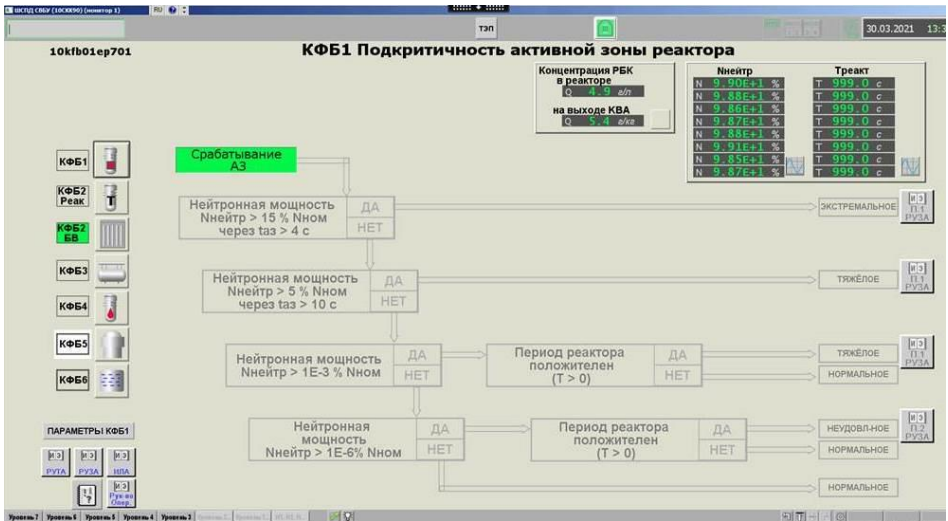


Рисунок 5.9 – Общий вид формата СПБ «КФБ1 Подкритичность активной зоны реактора»

На рисунках 5.10 и 5.11 показаны примеры видеок кадров СПБ, на которых можно контролировать показания параметров, на основании которых формируются критерии состояний КФБ от «нормально» до «экстремального».

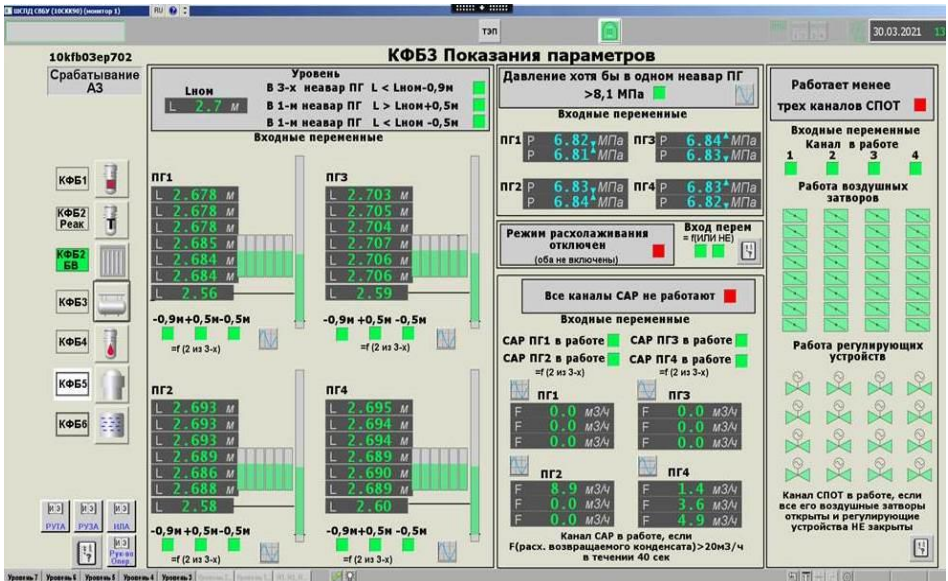


Рисунок 5.10 – Общий вид формата СПБ «КФБ3 Показания параметров»

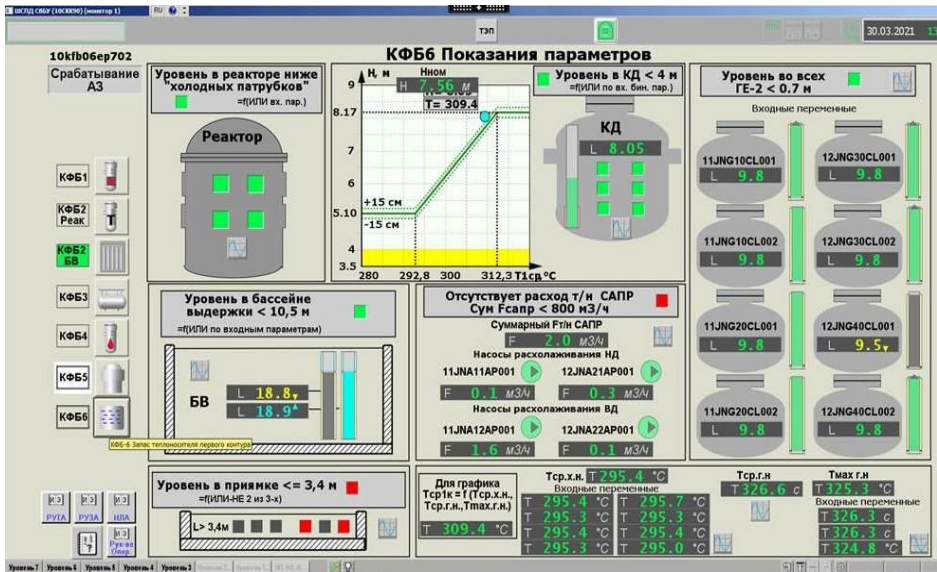


Рисунок 5.11 – Общий вид формата СППБ «КФБ6 Показания параметров»

Для наглядности Дерево состояний КФБ-1 «Подкритичность активной зоны реактора» и процедуры ВФ-П.1 «Несрабатывание аварийной защиты» и ВФ-П.2 «Потеря подкритичности активной зоны» представлены в Приложении 3 настоящего документа.

5.2.4.4 Управление ЗПА на стадии ослабления (смягчения) последствий тяжелой аварии

5.2.4.4.1 Система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций на АС

В организационной структуре системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (ЧС) на АС ответственность за ликвидацию ЧС возлагается на Группу руководства действиями (ГРД). Руководителем группы является руководитель ГО АС (ГРД1). Руководство противоаварийными действиями на АС возлагается на заместителя руководителя группы (ГРД2), которым может быть главный инженер либо один из его заместителей.

В структуру системы предупреждения и ликвидации ЧС на АС входят также следующие группы, связанные с выработкой стратегии управления аварией и реализацией противоаварийных мер, руководители которых подчиняются ГРД2:

- группа оперативных действий;
- группа радиационной разведки;

– группа технической поддержки.

Обязанности указанных групп и их членов представлены в таблице 5.6.

Руководителем (ГОД1) группы оперативных действий (ГОД) является НС АС. На специалистов, входящих в группу оперативных действий возлагаются следующие обязанности:

- сбор информации об аварии и масштабе повреждений, передача информации об аварии в группу технической поддержки (обязанность ГОД1);
- оценка возможности применения резерва по оборудованию, выработка рекомендаций по устранению неисправностей оборудования;
- помощь руководителю группы в вопросах техники и радиационной безопасности.

К этой же группе относится оперативный персонал АС (смена), на который возлагается выполнение инструктивных указаний и аварийных процедур.

На группу радиационной разведки (ГРР), в которую входят руководитель группы ГРР1 и специалисты по контролю радиационной обстановки, возлагаются следующие обязанности:

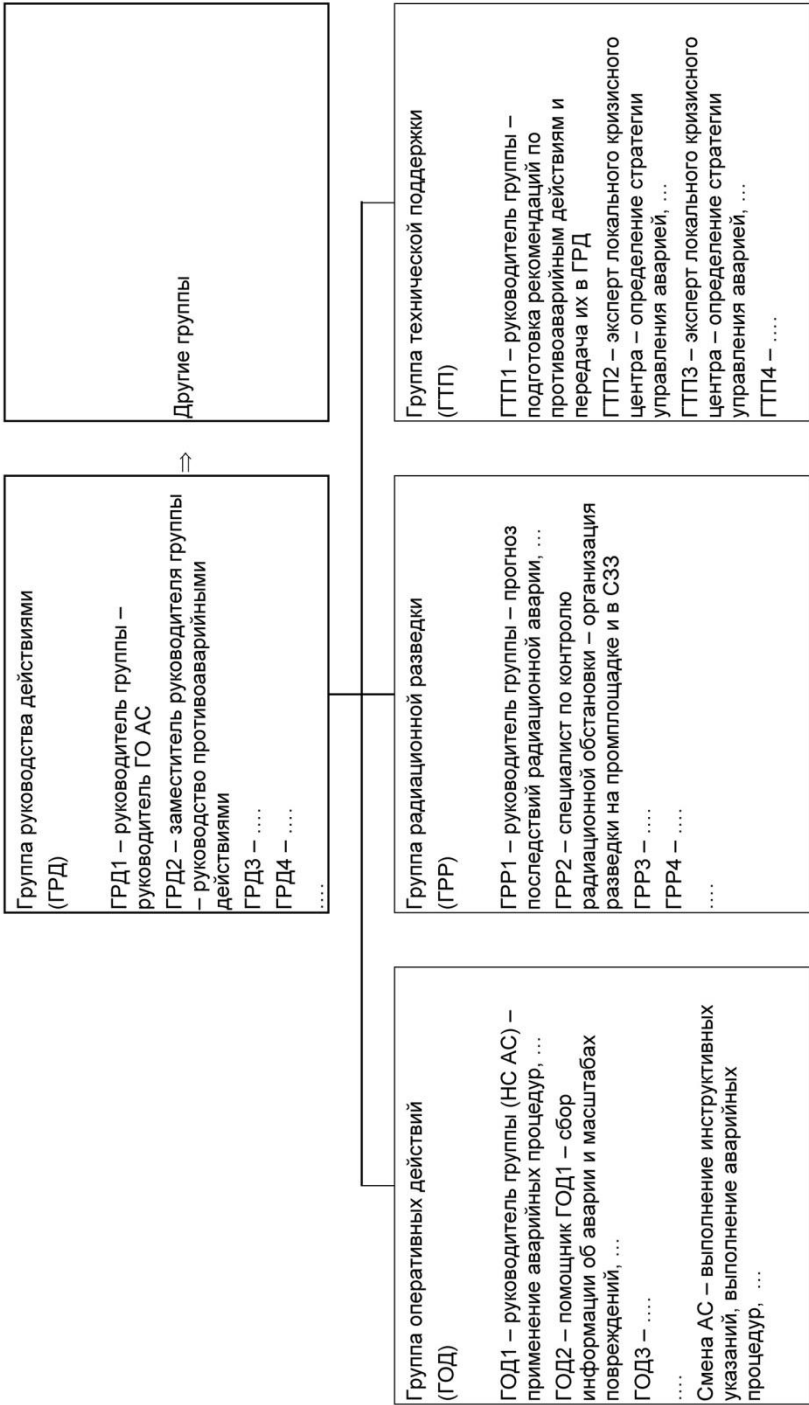
- прогноз последствий радиационной аварии (обязанность ГРР1);
- анализ состояния радиационной обстановки на АС и в санитарно-защитной зоне;
- организация разведки на промплощадке и в санитарно-защитной зоне.

На группу технической поддержки (ГТП), в которую входят руководитель группы (ГТП1) и эксперты локального кризисного центра, возлагаются следующие обязанности:

- подготовка рекомендаций по противоаварийным действиям и передача их в ГРД (обязанность ГТП1);
- контроль состояния энергоблоков и уровня их безопасности;
- определение стратегии управления аварией на аварийном энергоблоке;
- подготовка решений по противоаварийным действиям для руководителя группы;
- подготовка для руководителя группы рекомендаций кризисного центра концерна «Росэнергоатом» и кризисного центра Росатома;
- ввод в работу информационно-аналитических систем и программно-технических комплексов мониторинга состояния энергоблоков АС, имеющих в локальном кризисном центре.

Руководителем ГТП является ЗГИЭ (или лицо, его замещающее).

Таблица 5.6 – Обязанности групп, связанных с выработкой стратегии управления аварией и реализацией противоаварийных мер, и их членов



5.2.4.4.2 Место группы управления тяжелой аварией в системе предупреждения и ликвидации ЧС и ее состав

Управление тяжелыми авариями нецелесообразно осуществлять только силами оперативного персонала. Учитывая, что в силу сложности процессов при тяжелых авариях, больших неопределенностей в понимании физических явлений, характерных для тяжелой аварии, многообразия возможных ситуаций при развитии тяжелой аварии, к управлению тяжелыми авариями, помимо оперативного персонала, подключается группа обученных специалистов (группа управления аварией), которая вырабатывает оценки текущей ситуации развития тяжелой аварии и дает главному инженеру рекомендации по применению стратегий УТА для принятия решения по их реализации.

Руководителем ГУА является ГИС (или лицо, его замещающее), который имеет разрешение органа государственного регулирования безопасности при использовании атомной энергии.

Состав Группы управления (тяжелой) аварией:

- руководитель ГУА (он же является руководителем ГТП);
- специалист, отвечающий за связь с БПУ/ГОД;
- инженеры – эксперты локального кризисного центра (всего 2-3 специалиста),
- специалист по радиационной безопасности.

На руководителя ГУА/ГТП возлагаются следующие обязанности при управлении тяжелой аварией:

- информирует ГРД об изменениях в состоянии аварийного энергоблока в процессе тяжелой аварии;
- координирует действия специалистов ГУА по выбору стратегий УТА;
- рассматривает рекомендуемые специалистами ГУА стратегии УТА и противоаварийные меры и представляет их на утверждение ГРД2.

На специалиста ГУА, отвечающего за связь с БПУ/ГОД, возлагаются следующие обязанности при управлении тяжелой аварией:

- поддерживает связь с БПУ и группой оперативных действий;
- передает указания персоналу БПУ о действиях, требуемых для смягчения последствий тяжелой аварии, выбранных на основании рассмотрения стратегий УТА и одобренных ГРД2.

Для обеспечения координации действий ГУА и БПУ необходимо иметь на БПУ ответственного за связь с ГУА. Таким ответственным может быть начальник смены блока (НСБ).

Инженеры ГУА:

- контролируют параметры аварийного энергоблока с целью определить возможную степень повреждения активной зоны и состояние барьеров на пути распространения радионуклидов;
- разрабатывают рекомендации по применению стратегий УТА на основе инструкций и вспомогательных расчетных средств РУЗА(Т).

Специалист по радиационной безопасности может формально не входить в ГУА. Это может быть руководитель группы радиационной разведки (ГРР1) или специалист, отвечающий за контроль радиационной обстановки (ГРР2).

Для периода начальных действий (действия по инструкции ИТА-БПУ-1) при переходе запроектной аварии в тяжелую стадию предлагается сохранить структуру оперативного управления, определенную для управления ЗПА на стадии предотвращения тяжелой аварии (РУЗА(П)).

Предлагаемое распределение обязанностей при управлении тяжелой аварией применительно к энергоблокам с ВВЭР-1200 (В-392М) сведено в таблицу 5.7. В таблице используются следующие обозначения: С – оперативный персонал смены аварийного энергоблока, НСБ – начальник смены блока, НС АС – начальник смены атомной станции. Остальные обозначения введены в предыдущем подразделе.

Таблица 5.7 – Распределение обязанностей при управлении тяжелой аварией на АС

Действие	Оценка ситуации	Указания	Решение/ответственность	Реализация стратегий УТА
Переход от РУЗА к РУЗА(Т)	С (ГОД) /НСБ	ГОД1 (НС АС)	ГОД1 (НС АС)	С (ГОД)
Действия по инструкциям РУЗА(Т) для БПУ	–	–	ГОД1 (НС АС)	С (ГОД)
Стратегии УТА (инструкции ДБС и ДСУ)	ГУА	ГТП1 (руководитель ГУА)	ГРД2 (ГИС или ЗГИ)	С (ГОД)
Выход из РУЗА(Т) и долгосрочные действия	ГУА	ГТП1 (руководитель ГУА)	ГРД2 (ГИС или ЗГИ)	С (ГОД)

5.2.4.4.3 Общие подходы к разработке структуры РУЗА(Т)

При разработке РУЗА(Т) для определения полного спектра механизмов угроз использовался детерминистический и вероятностный анализ безопасности. Идентификация потенциальных механизмов угроз должна быть достаточно полной, чтобы обеспечить основу для указаний персоналу в любой возможной ситуации (даже если соответствующее развитие аварии является крайне маловероятной ветвью в рамках ВАБ).

РУЗА(Т) написано в симптомно-ориентированной форме. Симптомно-ориентированный подход предполагает наличие набора сценариев тяжелых аварий с моделированием действий по управлению авариями на тяжелой стадии. Такой набор должен быть достаточно широким, чтобы охватить в совокупности все стратегии управления тяжелыми авариями и позволить исследовать эффективность различных технических средств, используемых для реализации стратегий управления. Упомянутый выше набор сценариев тяжелых аварий, выбранный на основе ВАБ-2, необходим не только для выбора стратегий управления и их реализации, но и для расчетного обоснования РУЗА(Т).

Управление тяжелыми авариями (УТА) включает в себя действия, направленные на приведение энергоблока в управляемое состояние после повреждения активной зоны реактора и/или ТВС в бассейне выдержки. Для того, чтобы эффективно выбрать подходящие действия и расставить приоритеты действий, необходима диагностика условий на энергоблоке.

Целью диагностики, которую в условиях тяжелой аварии должны проводить специалисты ГУА, является выбор подходящих стратегий УТА (см. подраздел 4.1.3). Стратегии УТА могут быть разделены на три группы:

- стратегии по управлению выходом продуктов деления;
- стратегии, направленные на предотвращение повреждения защитной оболочки;
- стратегии, приводящие энергоблок в управляемое стабильное состояние.

Для управления тяжелыми авариями не требуется детальное знание условий на энергоблоке кроме небольшого числа симптомов. Для того, чтобы определить минимум информации, необходимый для эффективного управления тяжелыми авариями, прежде всего, должны быть определены следующие аспекты УТА:

- возможные пути выхода продуктов деления;

- угрозы для границ распространения продуктов деления и хронология тяжелой аварии по отношению к этим угрозам;
- условия на энергоблоке, в которых может быть совершен переход от УТА к более подходящим и менее структурированным инструкциям восстановления.

В РУЗА(Т) предложен следующий процесс диагностики для тяжелых аварий, выполняемый ГУА, который включает в себя следующие компоненты:

- диагностическая блок-схема для физических и химических процессов, которыми необходимо управлять с самого начала аварии, и последующих процессов, которыми необходимо управлять, чтобы достичь управляемого стабильного состояния. Процессы, которыми необходимо управлять, чтобы достичь управляемого стабильного состояния — это те процессы, которые приводят к поздним угрозам целостности защитной оболочки, как границы на пути распространения продуктов деления;
- дерево серьезных угроз, которое служит для идентификации немедленных угроз целостности защитной оболочки, как границы на пути распространения продуктов деления.

Диагностическая блок-схема (ДБС), входящая в состав РУЗА(Т) энергоблока № 1 Нововоронежской АЭС-2, разработанное для тяжелых ЗПА, происходящих в режимах разогрева и расхолаживания энергоблока при температуре теплоносителя в горячих нитках петель 1-го контура более 150 °С, а также при исходных состояниях энергоблока «работа на мощности», «выход на минимально-контролируемый уровень мощности», «горячее», в качестве примера представлена на рисунке 5.12, а Дерево серьезных угроз (ДСУ) — на рисунке 5.13.

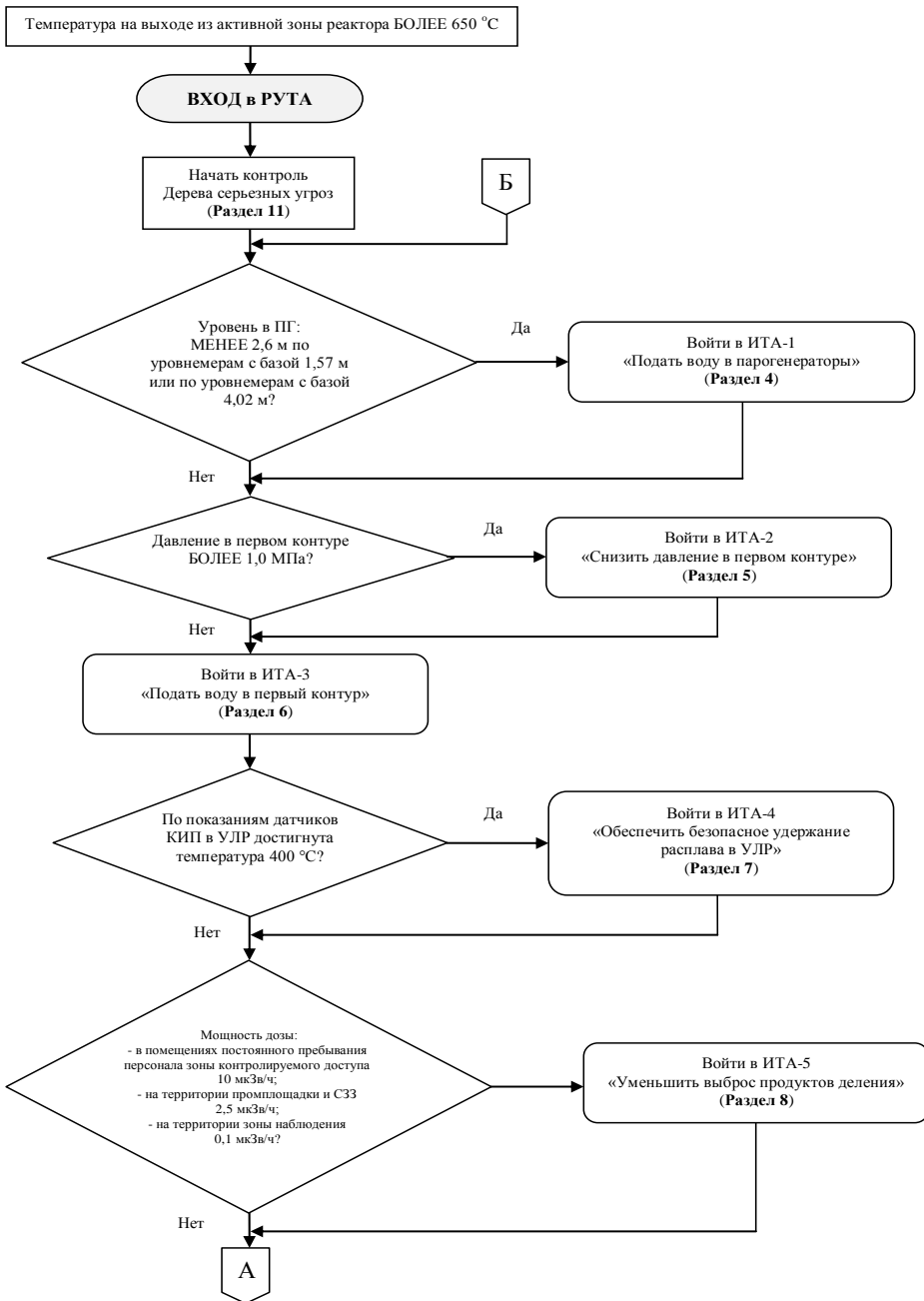


Рисунок 5.12 – Диагностическая блок-схема для энергоблока № 1 НВАЭС-2

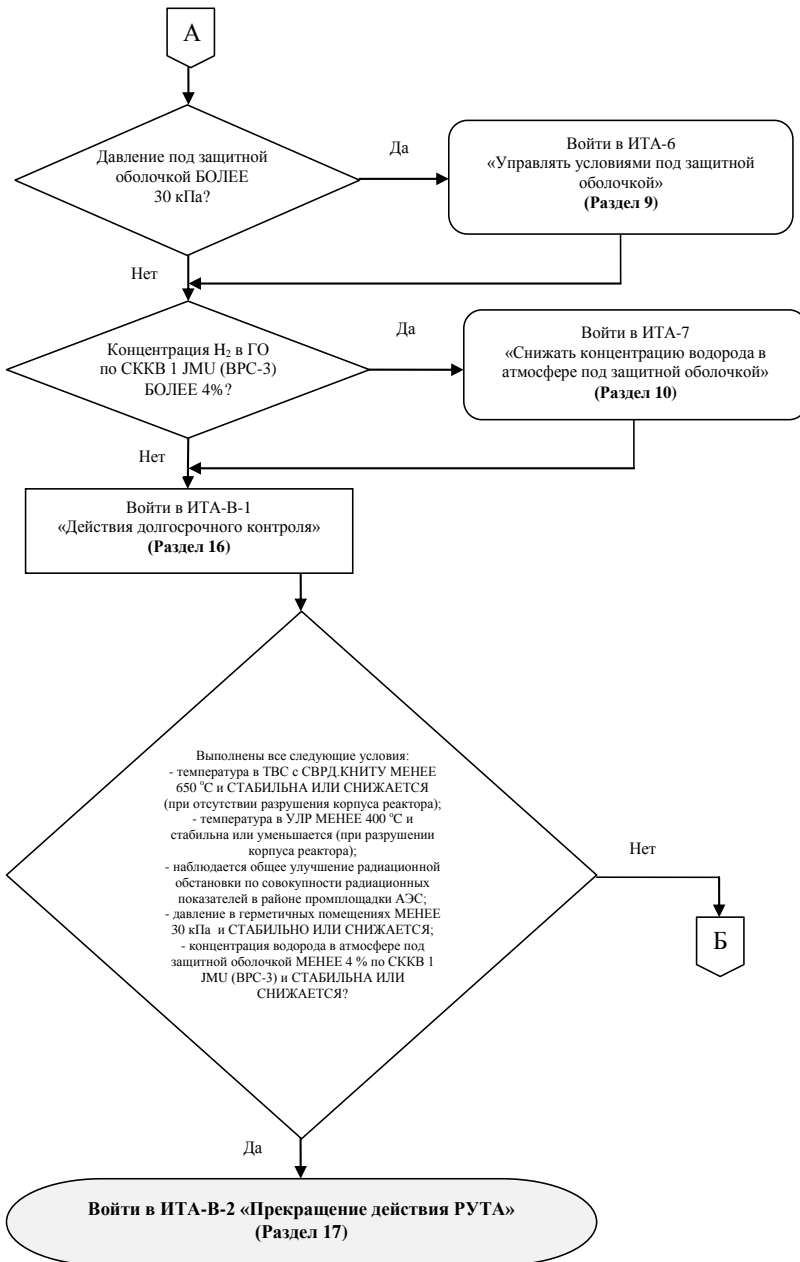


Рисунок 5.12 (продолжение) – Диагностическая блок-схема для энергоблока № 1 НВАЭС-2

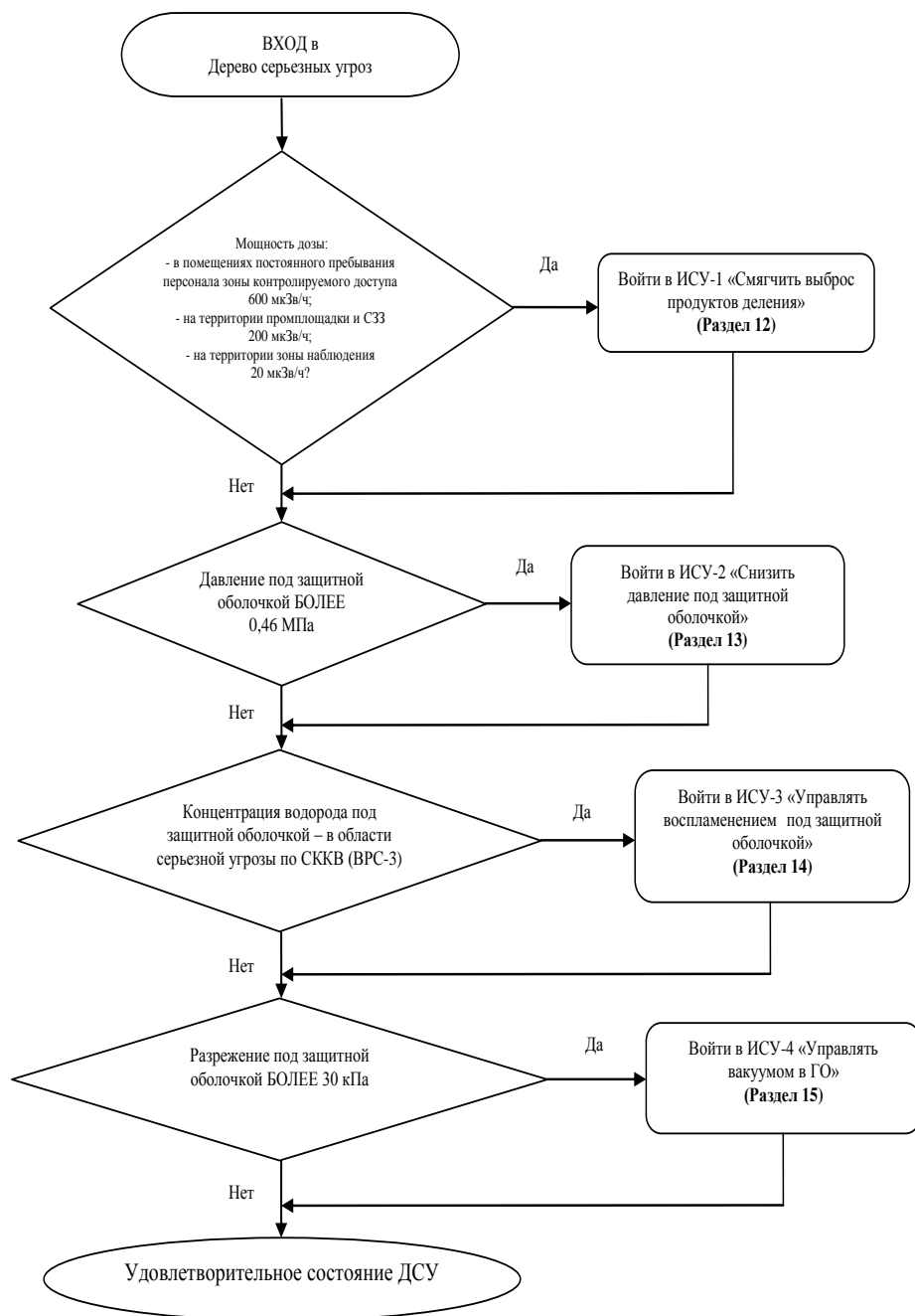


Рисунок 5.13 – Дерево серьезных угроз для энергоблока № 1 НВАЭС-2

Для построения диагностической блок-схемы были использованы результаты исследований тяжелых аварий, которые позволили определить ограниченное число параметров энергоблока, выполняющих общие цели УТА (т.е. управление выходом продуктов деления, предотвращение угроз целостности защитной оболочки и достижение управляемого стабильного состояния). Параметры энергоблока и хронология тяжелых аварий были использованы также для определения приоритетов и формата диагностики. Диагностика базируется на заранее заданных значениях параметров энергоблока, которые измеряются с помощью имеющихся на АС средств измерения. Цель УТА, состоящая в смягчении текущего выхода продуктов деления, была также включена в диагностическую блок-схему на основе измерений на АС.

Общая концепция диагностики включает мониторинг параметров ДБС и попытки привести энергоблок в управляемое стабильное состояние. На ДБС накладываются немедленные действия по отклику на долгосрочные угрозы целостности защитной оболочки, которые оформлены в виде Дерева серьезных угроз. Если один из параметров ДСУ указывает на серьезную угрозу целостности защитной оболочки, действия по диагностической блок-схеме прекращаются и внимание фокусируется на ДСУ.

В диагностической блок-схеме рассматриваются отказы оборудования, приведшие к тяжелой аварии, и важные управляющие действия, направленные на восстановление отказавшего оборудования. До повреждения активной зоны (или ТВС в бассейне выдержки) в действии находятся аварийные процедуры, которые содержат указания по использованию всех возможностей АС для предотвращения повреждения активной зоны. Таким образом, если все же происходит тяжелая авария, то: либо возможности АС по предотвращению повреждения активной зоны отсутствуют, либо были ошибки оператора, которые не были диагностированы и компенсированы в пределах действия аварийных процедур, до повреждения активной зоны.

Если отсутствуют серьезные угрозы, то восстановление оборудования является целесообразным действием. В диагностической блок-схеме вызываются инструкции по управлению тяжелыми авариями (ИТА), в которых происходит оценка возможных действий и принимаются решения, одним из которых может быть решение не реализовывать в данный момент ни одну из возможных стратегий управления. С другой стороны, Дерево серьезных угроз требует, чтобы было реализовано какое-либо смягчающее действие, если таковые вообще имеются.

Почти все возможные действия, которые могут быть реализованы, могут иметь как положительные, так и отрицательные воздействия на ход тяжелой аварии или ее последствия. В процессе тяжелой аварии в определенных условиях, которые могут быть разумно постулированы, данное множество действий может приводить к негативным последствиям, которые намного превосходят ожидаемые положительные последствия. Поэтому в инструкциях по управлению тяжелыми авариями, которые вызываются из ДБС, предусмотрена возможность вывода о том, что в данный момент в данных условиях никакие действия не являются целесообразными. Кроме того, в условиях тяжелой аварии с достаточной вероятностью можно предположить, что оборудование отказало, и нет возможности выполнения каких-либо действий. Это приводит к необходимости предусмотреть в ДБС итерационную петлю, из которой можно выйти только в том случае, когда энергоблок достигает управляемого стабильного состояния. В этой итерационной петле предусматривается постоянный мониторинг параметров энергоблока и оценка возможных управляющих действий (в рамках ИТА), которые выполняются до тех пор, пока энергоблок не достигает управляемого стабильного состояния.

Диагностика условий на энергоблоке, складывающихся после повреждения активной зоны, выполняется на основе показаний средств измерений, предусмотренных техническим проектом НВАЭС-2. Однако в некоторых случаях диагностика не может быть проведена непосредственно по показаниям средств измерения. В этой ситуации используются вспомогательные расчетные средства (ВРС), предназначенные для определения желаемых условий на энергоблоке. Входными параметрами для вспомогательных расчетных средств являются показания средств измерения либо заранее заданные значения параметров.

5.2.4.4.4 Назначение инструкций РУЗА(Т)

Перечень инструкций РУЗА(Т) приводится в подразделе 5.2.4.2.

Инструкция ИТА-БПУ-1 «Начальные действия на БПУ» является одной из двух инструкций, применяемых на БПУ. Эта инструкция используется персоналом БПУ до момента перехода управления аварией к ГУА. Вход в инструкцию осуществляется из процедуры ВФ-О.1 «Перегрев активной зоны реактора» «РУЗА(П), если температура на выходе из активной зоны реактора БОЛЕЕ 650 °С и продолжает расти.

Инструкция ИТА-БПУ-2 «Действия на БПУ после начала работы Группы управления аварией» является второй из инструкций,

применяемых на БПУ. Так как задачей ГУА является определение стратегий восстановления управляемого состояния АС и оценка положительных и отрицательных последствий от реализации различных стратегий, то решение о реализации какой-либо стратегии принимается руководителем ГУА. Роль персонала БПУ состоит в снабжении ГУА информацией и выполнении действий, указанных руководителем ГУА. Персонал БПУ действует в рамках инструкции ИТА-БПУ-2 до тех пор, пока руководитель ГУА не укажет персоналу БПУ перейти к какой-либо другой инструкции. Вход в инструкцию производится из инструкции ИТА-БПУ-1 после того, как ГУА приступает к работе и информирует об этом персонал БПУ.

Диагностическая блок-схема (ДБС) является основным средством, используемым ГУА, чтобы определить подходящие инструкции по управлению тяжелыми авариями. На основе конкретных условий на энергоблоке, определенных в ДБС, выбирается конкретная инструкция по управлению тяжелыми авариями, чтобы оценить положительные и отрицательные последствия разнообразных стратегий УТА. Вход в ДБС происходит, когда в инструкции ИТА-БПУ-1 «Начальные действия на БПУ при тяжелой аварии» встречается указание Группе управления аварией начать рассмотрение управления тяжелыми авариями, а персонал БПУ переходит к инструкции ИТА-БПУ-2. Для простоты представления диагностика ГУА реализуется в виде блок-схемы.

В качестве первого шага в ДБС предусмотрен мониторинг **Дерева серьезных угроз (ДСУ)**, которое предусматривает индикацию следующих условий: имеющий место значительный выход продуктов деления или серьезная угроза целостности защитной оболочки, как границы на пути выхода продуктов деления, которая потенциально может привести к большому выходу продуктов деления. Если какая-либо уставка ДСУ превзойдена, то использование ДБС прекращается, и все действия фокусируются на восстановлении критического параметра до уровня ниже уставки ДСУ.

Основной частью ДБС является «интерактивный цикл». Интерактивный цикл в ДБС включает в себя серию параметров, которые обеспечивают сигнал о необходимости оценить инструкции по управлению тяжелыми авариями, чтобы определить, следует ли применить какую-либо из стратегий управления. Параметры ДБС имеют определенные приоритеты. Схема приоритизации параметров ДБС была разработана на оценках развития тяжелых аварий. В этих оценках рассмотрены реалистические сценарии развития тяжелых аварий и возможные изменения, вытекающие из восстановительных действий.

Основная цель применения **инструкции ИТА-1 «Подать воду в парогенераторы»** – защитить трубки ПГ от повреждения вследствие высокотемпературной ползучести – защитить трубки парогенераторов от повреждения из-за высокотемпературной ползучести (для снижения риска появления течи из первого контура во второй и исключения байпасирования защитной оболочки). Кроме того, целями подачи воды в парогенераторы являются:

- задержать продукты деления, попадающие в ПГ при повреждении трубок;
- обеспечить теплоотвод из первого контура (в том числе – при отказе систем САР ПГ и СПОТ) и тем самым обеспечить целостность первого контура.

Основная цель применения **инструкции ИТА-2«Снизить давление в первом контуре»** – предотвратить разрушение трубок ПГ и дыхательного трубопровода. Кроме того, целями снижения давления в первом контуре являются:

- предотвратить выход расплава из корпуса реактора при высоком давлении;
- обеспечить подачу борного раствора от насосов САОЗ НД;
- снизить давление в первом контуре до уровня давления во втором контуре, сведя до минимума перетоки из первого контура во второй в случае межконтурной течи;
- обеспечить работу гидроемкостей 1-ой и 2-ой ступени.

Инструкция ИТА-3 «Подать воду в первый контур» применяется в следующих целях:

- обеспечить отвод остаточного энерговыделения из активной зоны;
- предотвратить или задержать повреждение корпуса реактора;
- обеспечить залив слоя расплава/обломков активной зоны для улавливания продуктов деления.

Инструкция ИТА-4 «Обеспечить безопасное удержание расплава в УЛР» применяется в целях обеспечения теплоотвода от лопушки расплава и гарантированного захолаживания расплава до его затвердевания. Система улавливания и охлаждения расплавленной активной зоны вне реактора ЖКМ, основным элементом которой является устройство локализации расплава, предназначена для удержания и охлаждения жидких и твердых фрагментов разрушенной активной зоны, частей корпуса реактора, внутрикорпусных устройств при тяжелой аварии с расплавлением активной зоны. Устройство локализации расплава выполняет следующие основные функции:

- прием и размещение в своем объеме жидких и твердых компонентов расплава, фрагментов активной зоны и конструкционных материалов реактора;
- передачу тепла от расплава через стенки корпуса УЛР к охлаждающей воде;
- удержание днища корпуса реактора при его отрыве или пластическом деформировании на проектной отметке его расположения;
- предотвращение выхода расплава за установленные проектом границы его локализации;
- обеспечение подкритичности жидких и твердых компонентов расплава, фрагментов активной зоны и конструкционных материалов вне корпуса реактора;
- обеспечение непрерывной подачи охлаждающей воды к УЛР и обеспечение отвода пара из устройства;
- обеспечение минимального выноса радиоактивных веществ в пространство герметичной оболочки;
- минимизацию выхода водорода для исключения возникновения взрывоопасных концентраций в смеси газов, которая может образоваться в подреакторном пространстве;
- обеспечение непревышения максимальных допустимых напряжений в конструкциях, расположенных в подреакторном помещении бетонной шахты, при воздействиях со стороны корриума;
- обеспечение выполнения своих функций с минимальным управляющим воздействием со стороны оперативного персонала;
- обеспечение защиты от разрушения опорных конструкций реактора и сухой защиты на стадии длительного охлаждения корриума.

Инструкция ИТА-5 «Уменьшить выброс продуктов деления» применяется в следующих целях:

- уменьшить выход продуктов деления из-под защитной оболочкой;
- уменьшить выход продуктов деления через поврежденные парогенераторы;
- уменьшить выход продуктов деления из обстройки защитной оболочки.

Инструкция ИТА-6 «Управлять условиями под защитной оболочкой» применяется в следующих целях:

- предотвратить угрозу целостности защитной оболочки, возникающую вследствие высокого давления под защитной оболочкой;
- предотвращение угрозы целостности проходок под защитной оболочкой под воздействием высокой температуры;

- минимизировать угрозы оборудованию и средствам измерения, расположенным под защитной оболочкой, возникающим вследствие ухудшенных условий под защитной оболочкой;
- ослабить выбросы продуктов деления из-под защитной оболочки за счет снижения их концентрации в атмосфере под защитной оболочкой и уменьшения значения утечки.

Инструкция ИТА-7 «Снизить концентрацию водорода под защитной оболочкой» применяется в целях предотвращения угрозы целостности защитной оболочки вследствие дефлаграции водорода.

Инструкция ИСУ-1 «Смягчить выброс продуктов деления» применяется в следующих целях:

- смягчить выход продуктов деления из-под защитной оболочки;
- смягчить выход продуктов деления через поврежденные парогенераторы;
- смягчить выход продуктов деления из обстройки защитной оболочки.

Инструкция ИСУ-2 «Снизить давление под защитной оболочкой» применяется в целях сохранения целостности защитной оболочки. Превышение давления под защитной оболочкой является одной из основных возможных причин повреждения защитной оболочки, что может привести к выходу большого количества продуктов деления в атмосферу. Если давление под защитной оболочкой достигает уставки, свидетельствующей о серьезной угрозе целостности защитной оболочки, то данная инструкция применяется ГУА для снижения давления под защитной оболочкой.

Инструкция ИСУ-3 «Управлять дефлаграцией водорода под защитной оболочкой» применяется в целях сохранения целостности защитной оболочки. Повреждение защитной оболочки вследствие детонации горючих газов может привести к выходу больших количеств продуктов деления в атмосферу. Поэтому необходимы действия по предотвращению детонации газов под защитной оболочкой.

Давление под защитной оболочкой, меньшее, чем нижнее проектное давление защитной оболочки, может привести к серьезной угрозе целостности защитной оболочки посредством вспучивания ее облицовки. Разрежение более 30 кПа является угрозой отслоения облицовки защитной оболочки, приводящей к увеличению выхода радиоактивных продуктов. **Инструкция ИСУ-4 «Управлять вакуумом под защитной оболочкой»** применяется в целях сохранения целостности защитной оболочки.

Назначением **ВРС-1 «Расход теплоносителя, необходимый для заполнения активной зоны»** является: определить расход аварийной подпитки первого контура, достаточный для повторного заполнения активной зоны, и сделать вывод о том, необходимо ли использовать дополнительные средства аварийной подпитки помимо средств, работоспособных в момент принятия решения.

Назначением **ВРС-2 «Расход, необходимый для отвода остаточного тепловыделения»** является: определить минимальный расход аварийной подпитки первого контура для отвода остаточного тепловыделения путем непосредственной подачи в первый контур в режиме «сброс-подпитка» по первому контуру либо определить минимальный расход подпитки ПГ для теплоотвода от первого контура ко второму контуру через парогенераторы.

Назначением **ВРС-3 «Оценка возможности дефлаграции водорода»** является: определить, возможна ли дефлаграция водорода под защитной оболочкой, и оценить концентрацию водорода на основе оценки доли (в процентах) окисления циркониевых оболочек ТВЭЛОВ.

Основной целью **инструкции ИТА-В-1 «Действия долгосрочного контроля»** является предоставление ГУА возможности контролировать все долгосрочные проблемы для всех «активных» стратегий (включая стратегии, которые остались активными с того времени, когда в действии находились аварийные процедуры). В условиях управления тяжелыми авариями некоторые стратегии могут быть прерваны либо заменены другими по мере развития аварии. Новые стратегии могут быть реализованы при возникновении новых условий на АС либо при восстановлении работоспособности ранее отказавшего оборудования. Данная инструкция должна быть достаточно гибкой, чтобы с ее помощью можно было представить текущий статус стратегий УТА и долгосрочные проблемы, связанные с их реализацией. Вход в инструкцию производится из Диагностической блок-схемы в конце итерационной петли без каких-либо условий. Кроме того, вход в инструкцию производится в предпоследнем шаге каждой из инструкций Диагностической блок-схемы.

При выполнении инструкции ИТА-В-1 для каждой реализованной стратегии рассматриваются параметры, контроль за которыми должен осуществляться с точки зрения долгосрочных проблем, связанных с реализацией стратегий. При этом оцениваются возможные действия по восстановлению оборудования, необходимые для успешной реализации стратегий УТА в долгосрочном плане.

Инструкция ИТА-В-2 «Выход из РУЗА(Т)» обеспечивает ГУА информацией, которая важна для поддержания управляемого стабильного состояния АС после прерывания управления тяжелой аварией. Из этой инструкции происходит обращение к инструкции ИТА-В-1, производится идентификация отказавших средств измерения и областей повышенной радиации. Поэтому здесь в качестве контролируемых параметров используются параметры диагностической блок-схемы.

Вход в инструкцию ИТА-В-2 производится из Диагностической блок-схемы, если энергоблок находится в управляемом стабильном состоянии. Энергоблок считается находящимся в управляемом стабильном состоянии, если одновременно выполнены все следующие условия:

- температура активной зоны (при отсутствии разрушения корпуса реактора) либо кориума в УЛР (при разрушении корпуса реактора) меньше заданной величины и стабильна или снижается;
- давление под защитной оболочкой находится в допустимых пределах и стабильно или стремится к допустимым;
- концентрация водорода под защитной оболочкой менее 4 % и стабильна или снижается;
- наблюдается общее улучшение радиационной обстановки по совокупности радиационных показателей в районе промплощадки АС.

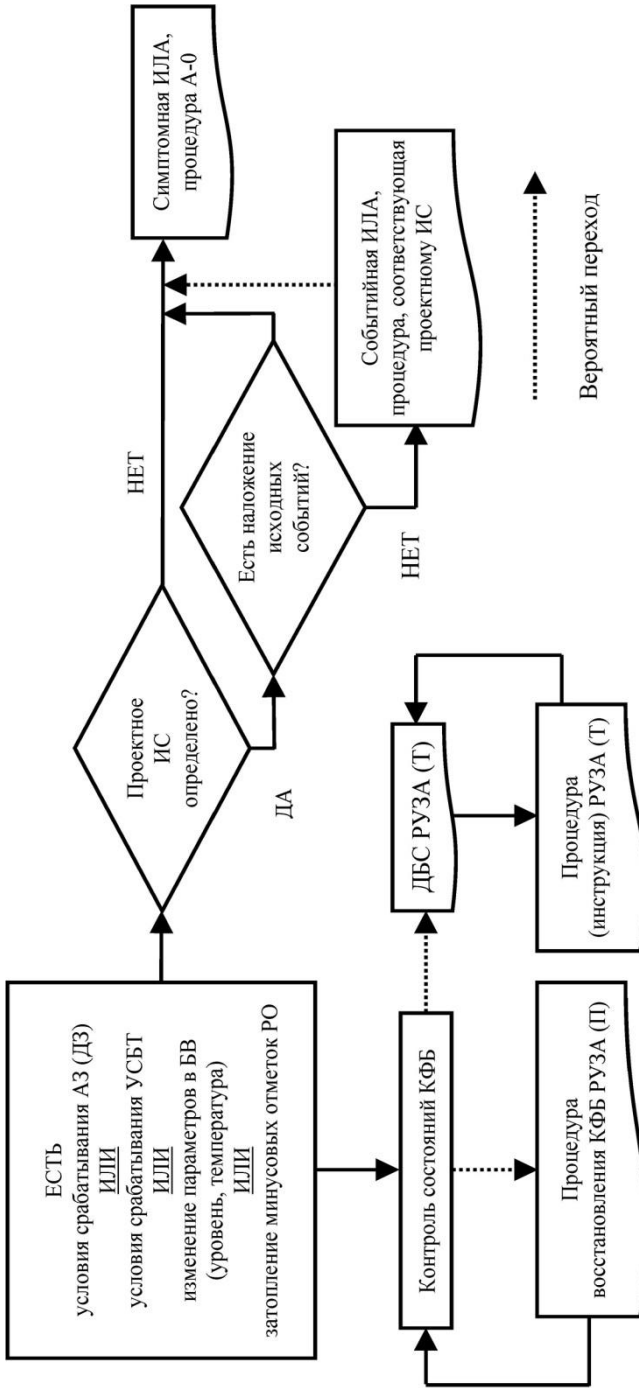
В ходе выполнения инструкции ИТА-В-2 осуществляется серия шагов по определению текущего состояния энергоблока, контролю имеющихся путей выхода продуктов деления и рассмотрению долгосрочных проблем, связанных с выполнением реализованных стратегий.

Далее ГУА определяет, какие системы, оборудование и средства измерения повреждены в процессе аварии, и контролирует ход ремонта систем и оборудования, начатый в процессе выполнения РУЗА(Т).

В завершающей серии шагов инструкции ИТА-В-2 определяются те системы и оборудование, в которых может быть высокий уровень радиации. После этого происходит выход из действия РУЗА(Т).

Для наглядности пример инструкции РУЗА(Т) – Инструкция ИТА-3 «Подать воду в первый контур» – представлен в Приложении 4 настоящего документа.

5.2.5 – Функциональная схема работы с противоаварийной документацией



Приложение 1

Основные цели и задачи оперативного персонала при нарушении пределов безопасной эксплуатации

1 При нарушении ПБЭ, в соответствии с требованиями федеральных норм и правил, эксплуатационный персонал осуществляет следующие действия:

- выполняет (контролирует) останов энергоблока АС;
- в зависимости от последствий нарушения ПБЭ: выполняет необходимые процедуры контроля (ревизию) оборудования (соответствующего потенциально повреждённому физическому барьеру) либо устраняет последствия нарушения предела безопасной эксплуатации. После проведения ремонтных работ (по необходимости) выполняет ревизию соответствующего оборудования на предмет исключения общей причины нарушения предела безопасной эксплуатации;
- выполняет анализ достоверности показаний средств контроля параметра, характеризующего ПБЭ, для которого зафиксировано нарушение.

2 При нарушении ПБЭ оперативный персонал переводит реакторную установку в состояние С5 (останов для ремонта). При нарушении ПБЭ в состоянии С5 следует находиться в данном состоянии до устранения последствий нарушения.

3 При нарушении ПБЭ, характеризующих воздействие на первый или второй физические барьеры, следует определить ТВС, которые подверглись избыточному воздействию, приведшему к нарушению ПБЭ.

Для данных ТВС следует провести КГО и на основе результатов принять решение о способе их дальнейшего хранения в бассейне выдержки.

Дальнейшая эксплуатация данных ТВС и их использование при производстве энергии возможна только при согласовании разработчика твэлов/твэгов и одобрения надзорного органа РФ.

4 При нарушении ПБЭ по уровню активности по реперным радионуклидам в теплоносителе первого контура и подтверждении (выполнение условий отбора проб, стационарное состояние, работа систем очистки теплоносителя первого контура) нарушения оперативный персонал должен выполнить останов реакторной установки, перевод ее в состояние С5 (останов для ремонта) с дальнейшим проведением КГО всех ТВС для выявления негерметичных ТВС и их замены.

5 При нарушении ПБЭ, характеризующего воздействие на границу теплоносителя первого контура, либо на границу давления второго контура следует выполнить контроль металла оборудования и трубопроводов соответствующими системами контроля, для выявления возможных дефектов, несплошностей, трещин и пр., которые в процессе дальнейшей эксплуатации могут привести к образованию течей теплоносителя первого или второго контура.

Дальнейшая эксплуатация оборудования и трубопроводов возможна только при согласовании разработчика соответствующего оборудования/трубопроводов с дополнительной оценкой влияния нарушения предела безопасной эксплуатации в том числе на ресурс оборудования, и одобрения надзорного органа РФ.

6 При нарушении целостности границ третьего физического барьера и образовании течи, в результате которой были нарушены ПБЭ, оперативный персонал должен выполнить останов реактора и перевод энергоблока в состояние С5 (останов для ремонта). Дальнейшие действия персонала по локализации утечки, восстановлению работоспособного состояния границы первого контура осуществляются в зависимости от места утечки и радиационной обстановки в помещениях АС.

7 При нарушении ПБЭ, характеризующих воздействие на второй физический барьер ТВС в бассейне выдержки, следует провести КГО ТВС и на основе результатов принять решение о способе их дальнейшего хранения в бассейне выдержки, либо способах ликвидации последствий (при их наличии) нарушения ПБЭ».

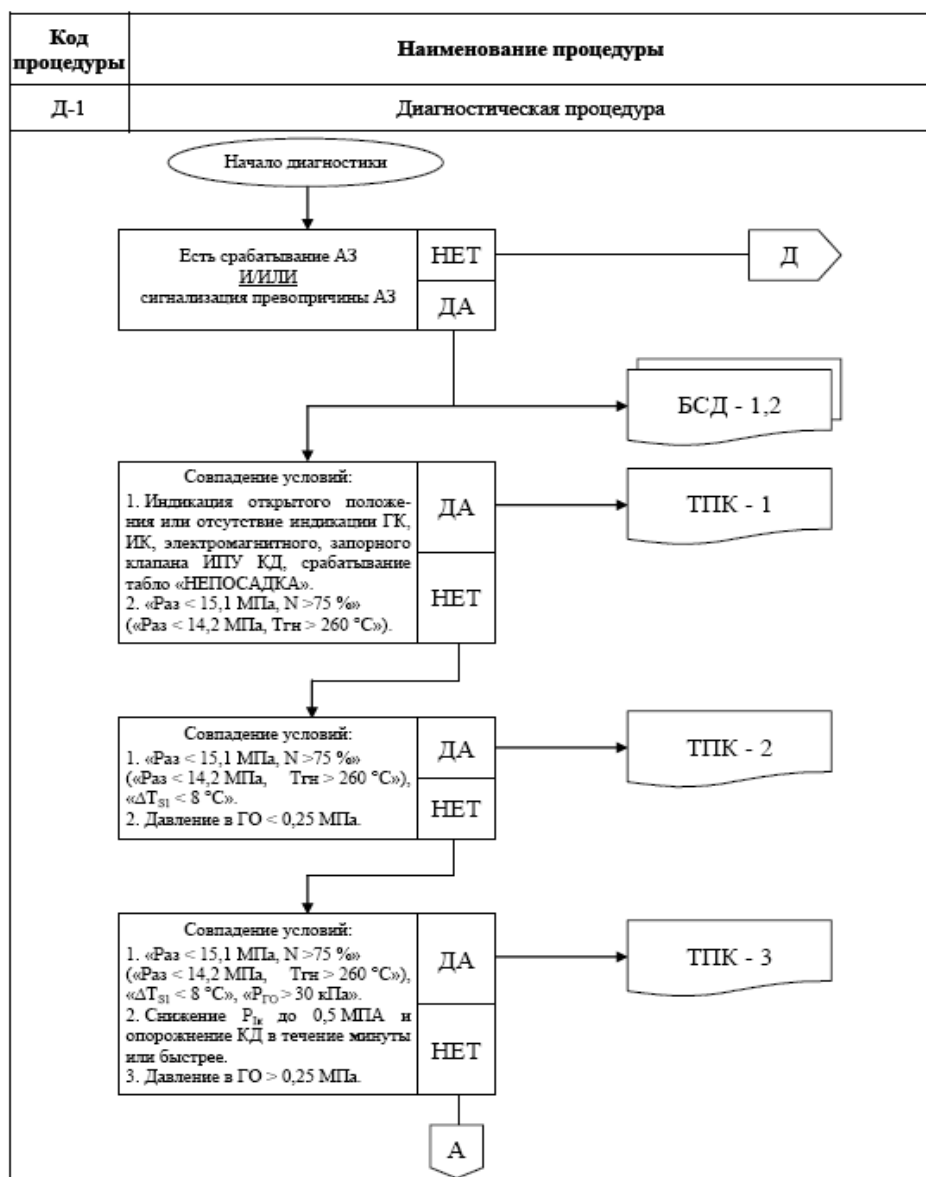
8 Дальнейшая эксплуатация оборудования и трубопроводов возможна только при согласовании разработчика соответствующего оборудования/трубопроводов с дополнительной оценкой влияния нарушения предела безопасной эксплуатации в том числе на ресурс оборудования, и одобрения надзорного органа РФ.

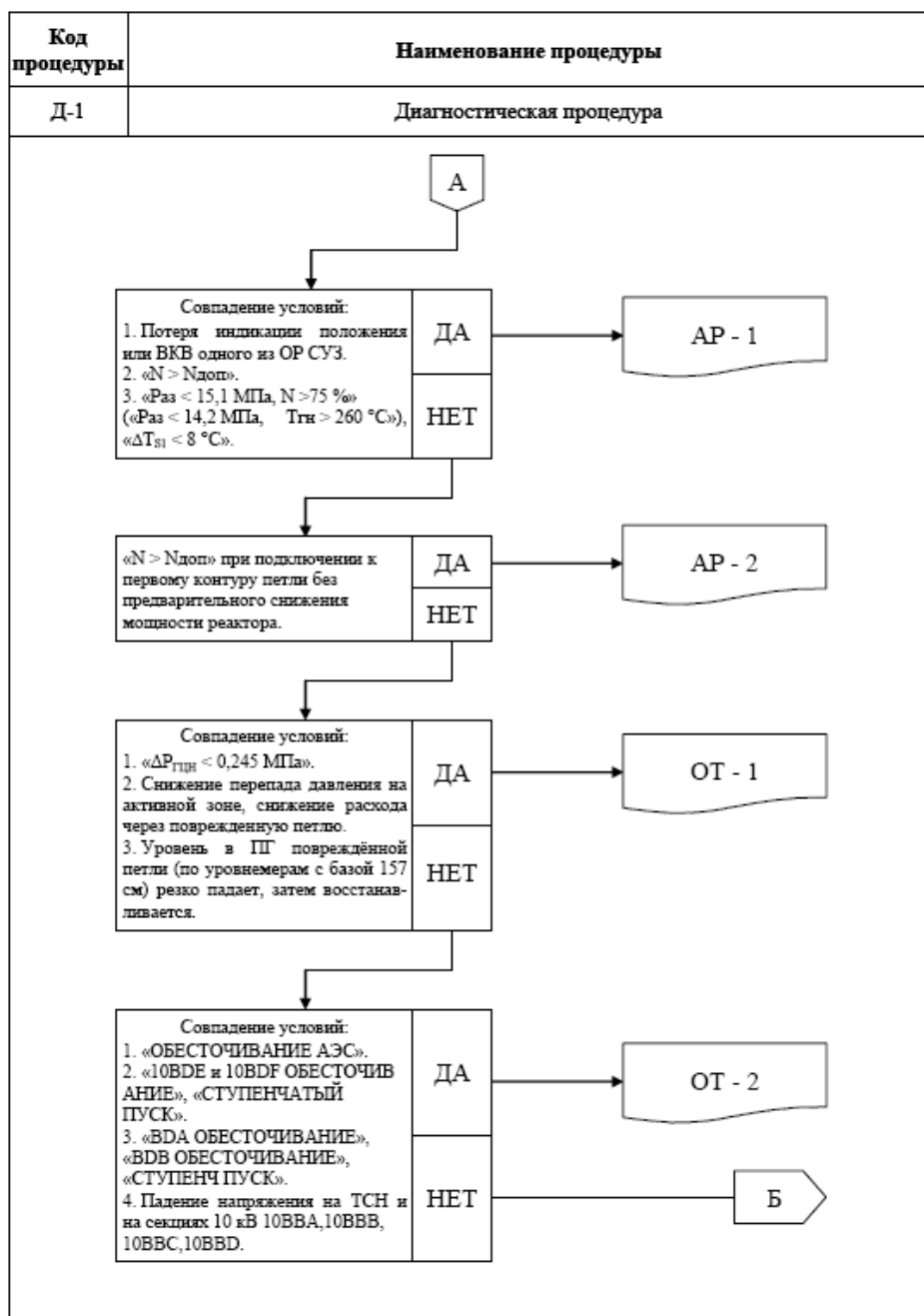
9 При нарушении целостности границ третьего физического барьера и образовании течи, в результате которой были нарушены ПБЭ, оперативный персонал должен выполнить останов реактора и перевод энергоблока в состояние С5 (останов для ремонта). Дальнейшие действия персонала по локализации утечки, восстановлению работоспособного состояния границы первого контура осуществляются в зависимости от места утечки и радиационной обстановки в помещениях АС.

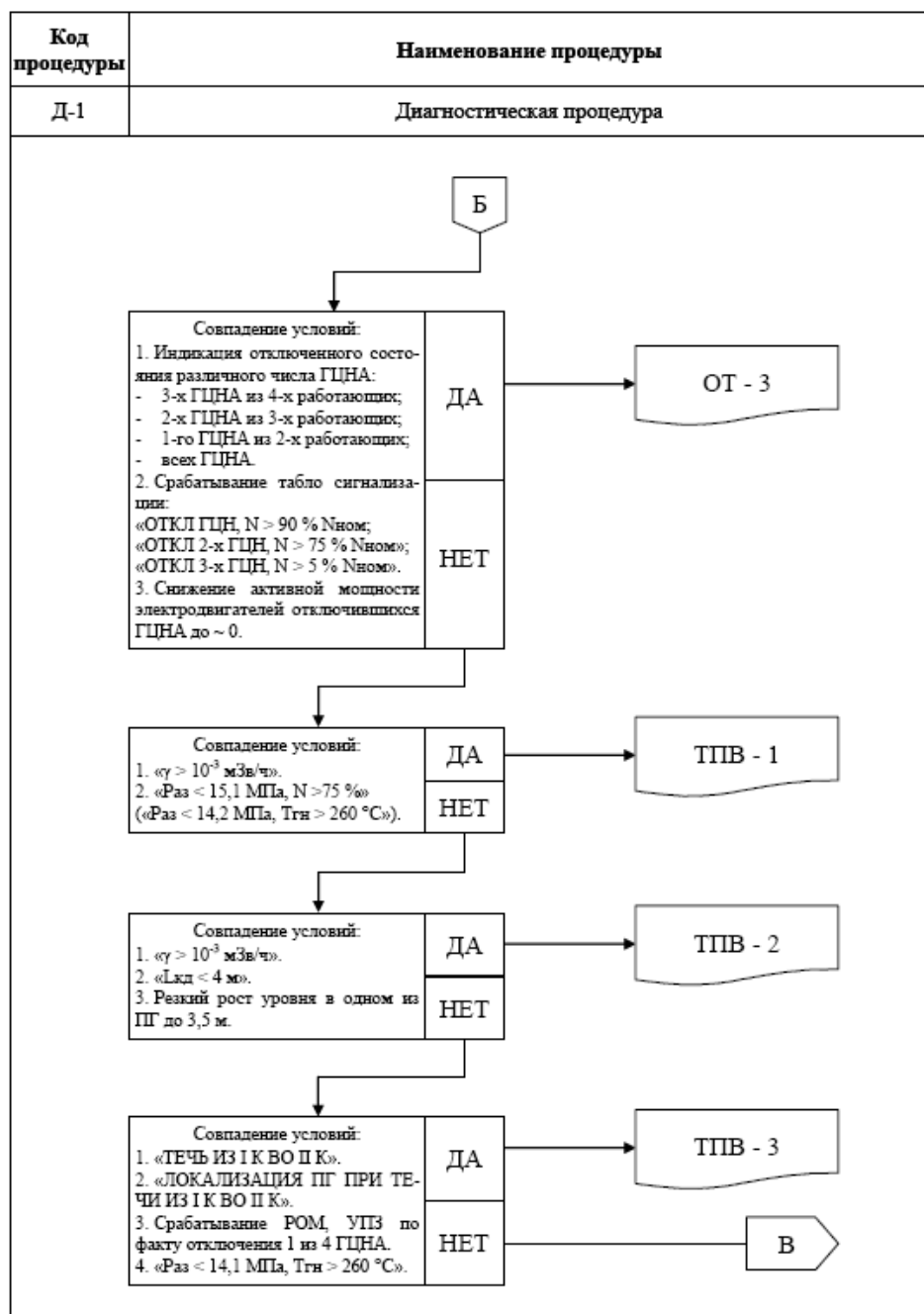
10 При нарушении ПБЭ, характеризующих воздействие на второй физический барьер ТВС в бассейне выдержки, следует провести КГО ТВС и на основе результатов принять решение о способе их дальнейшего хранения в бассейне выдержки, либо способах ликвидации последствий (при их наличии) нарушения ПБЭ.

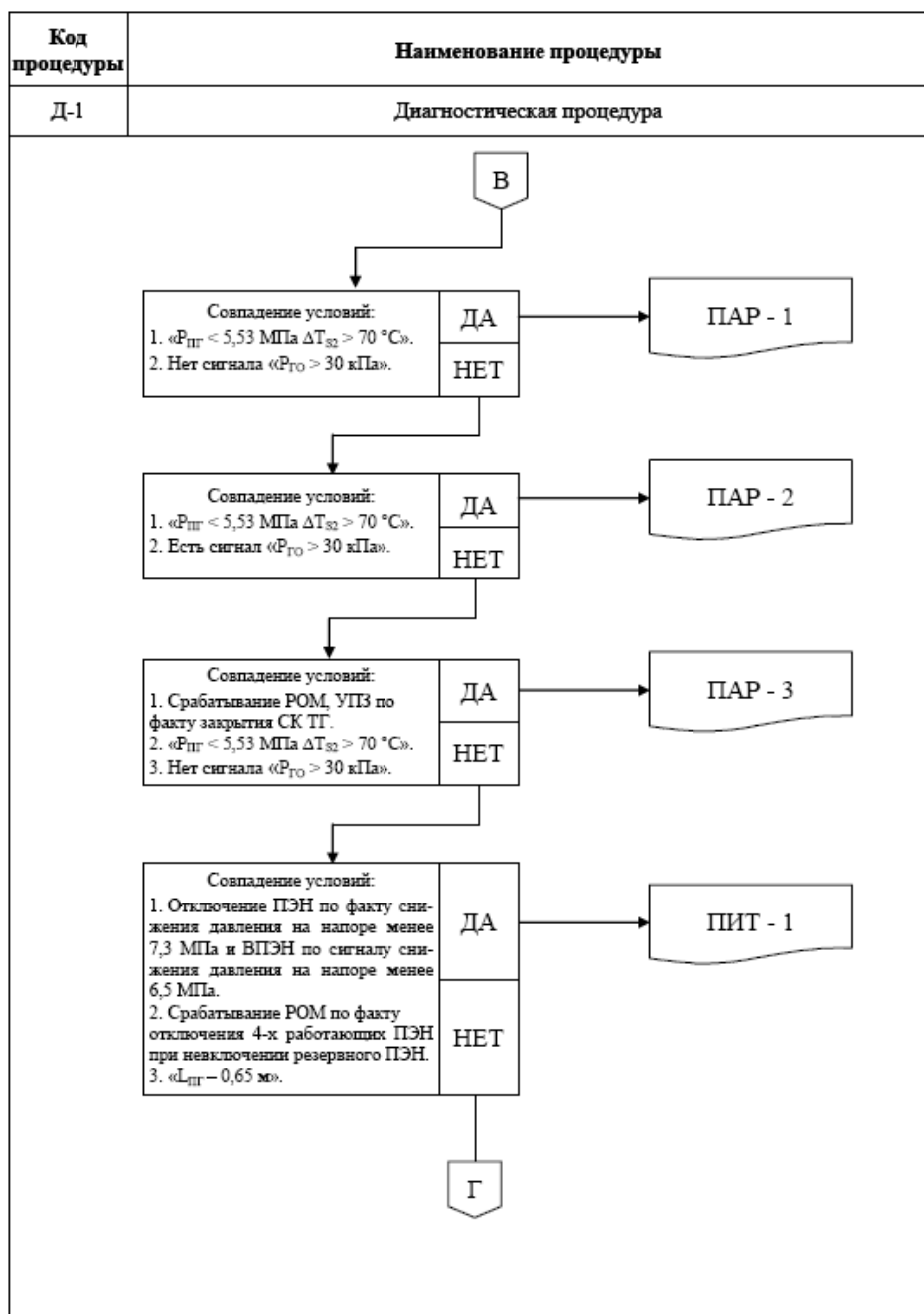
Примеры процедур ИЛА

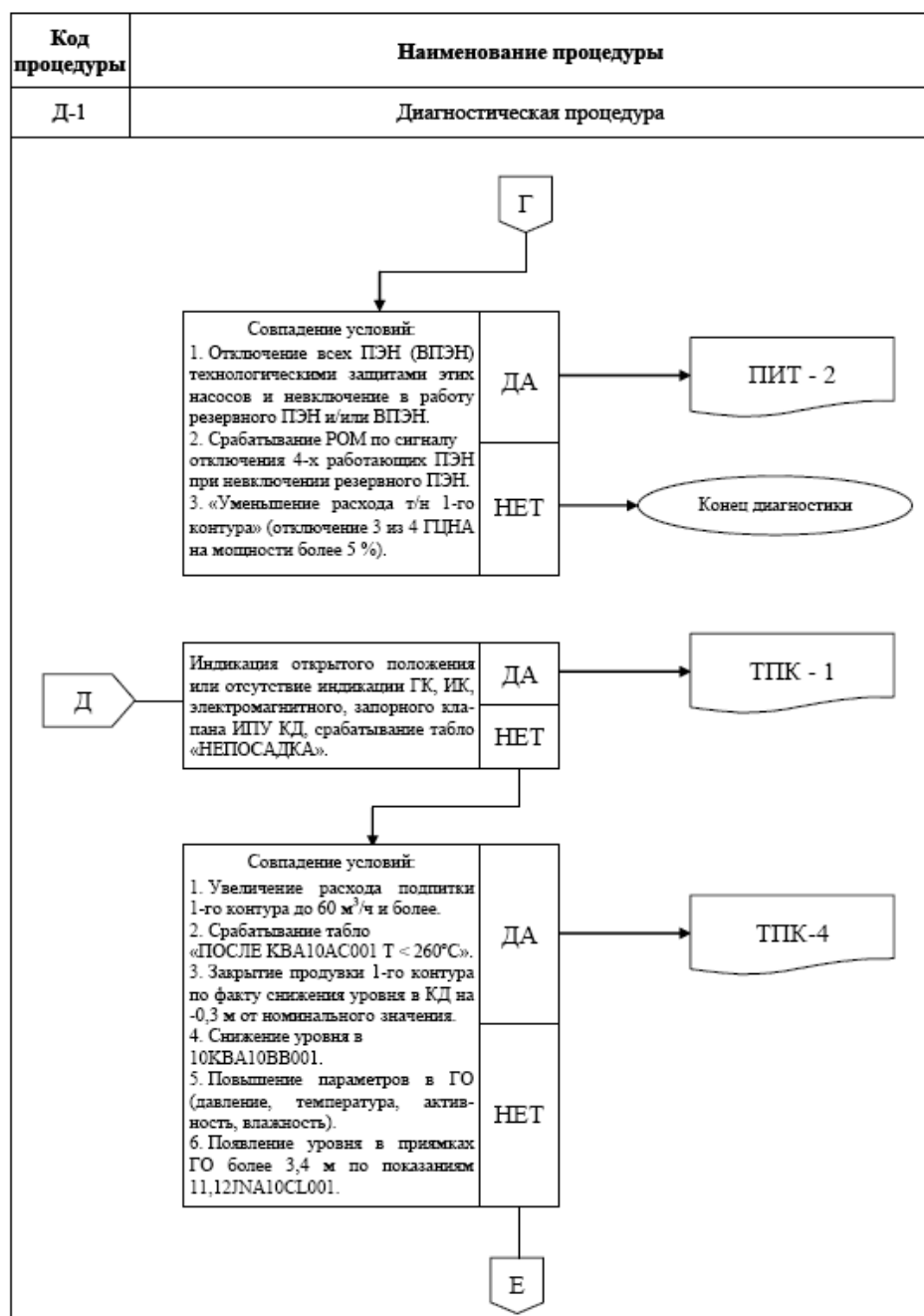
Д-1 Диагностическая процедура ИЛА.

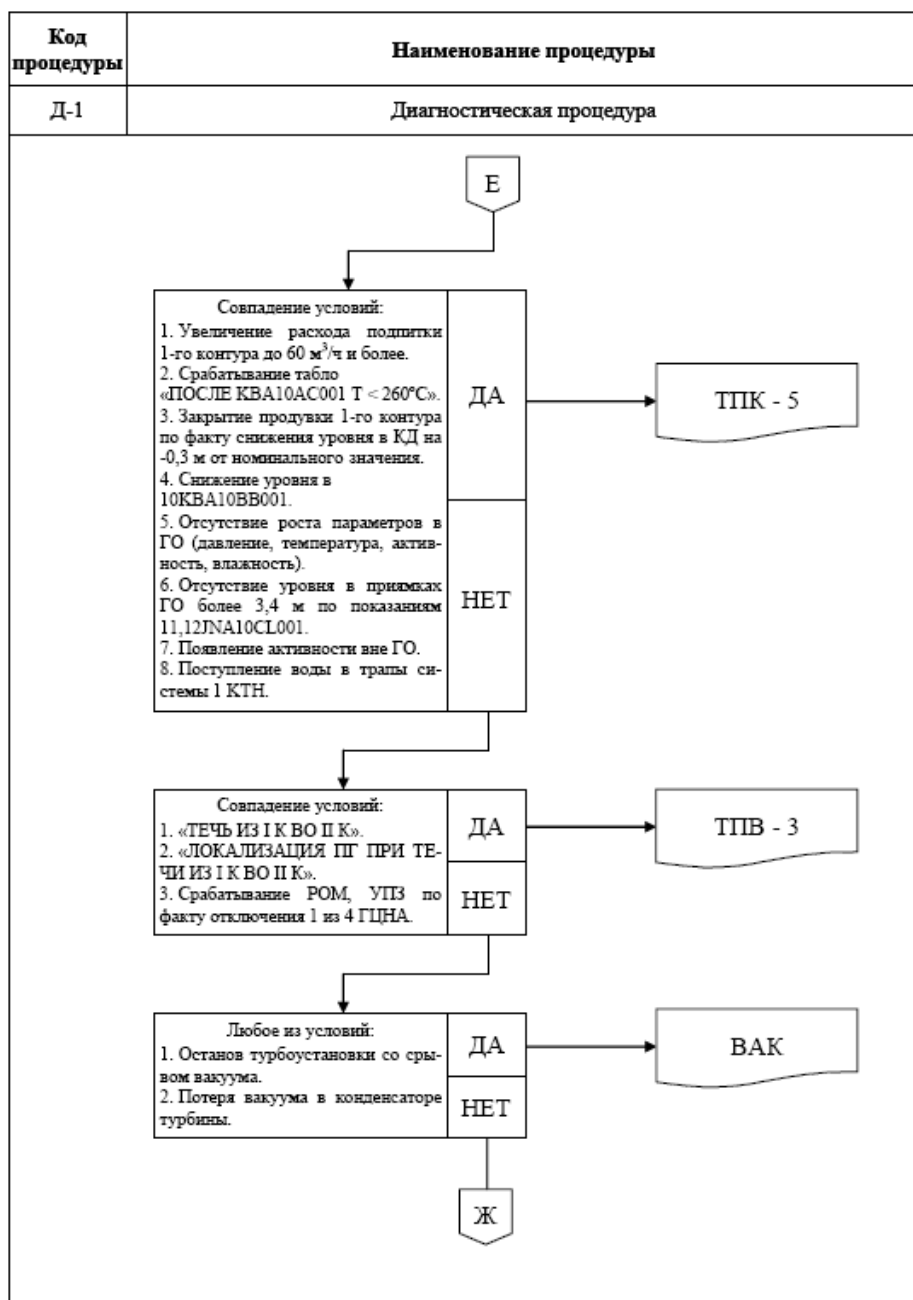


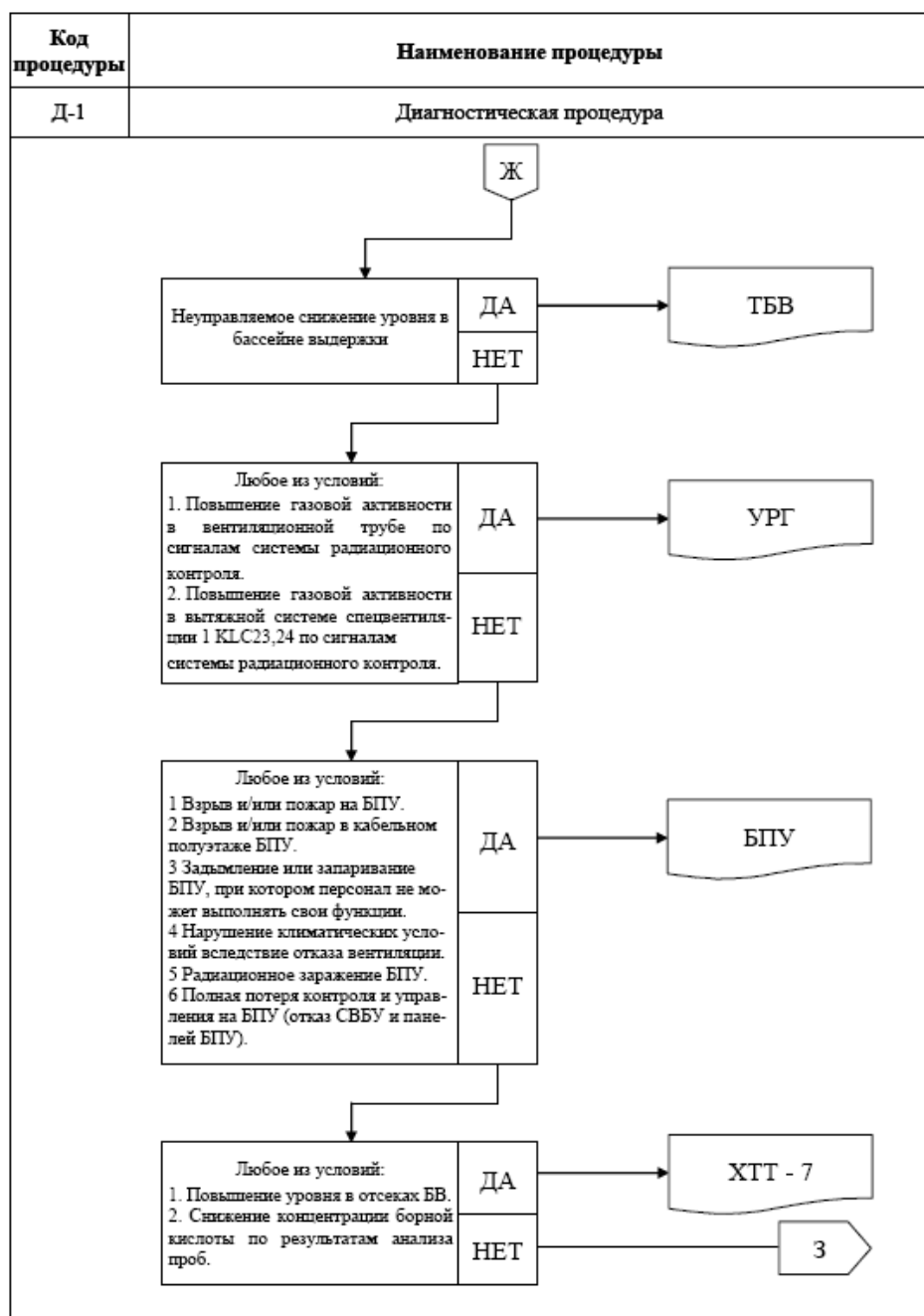


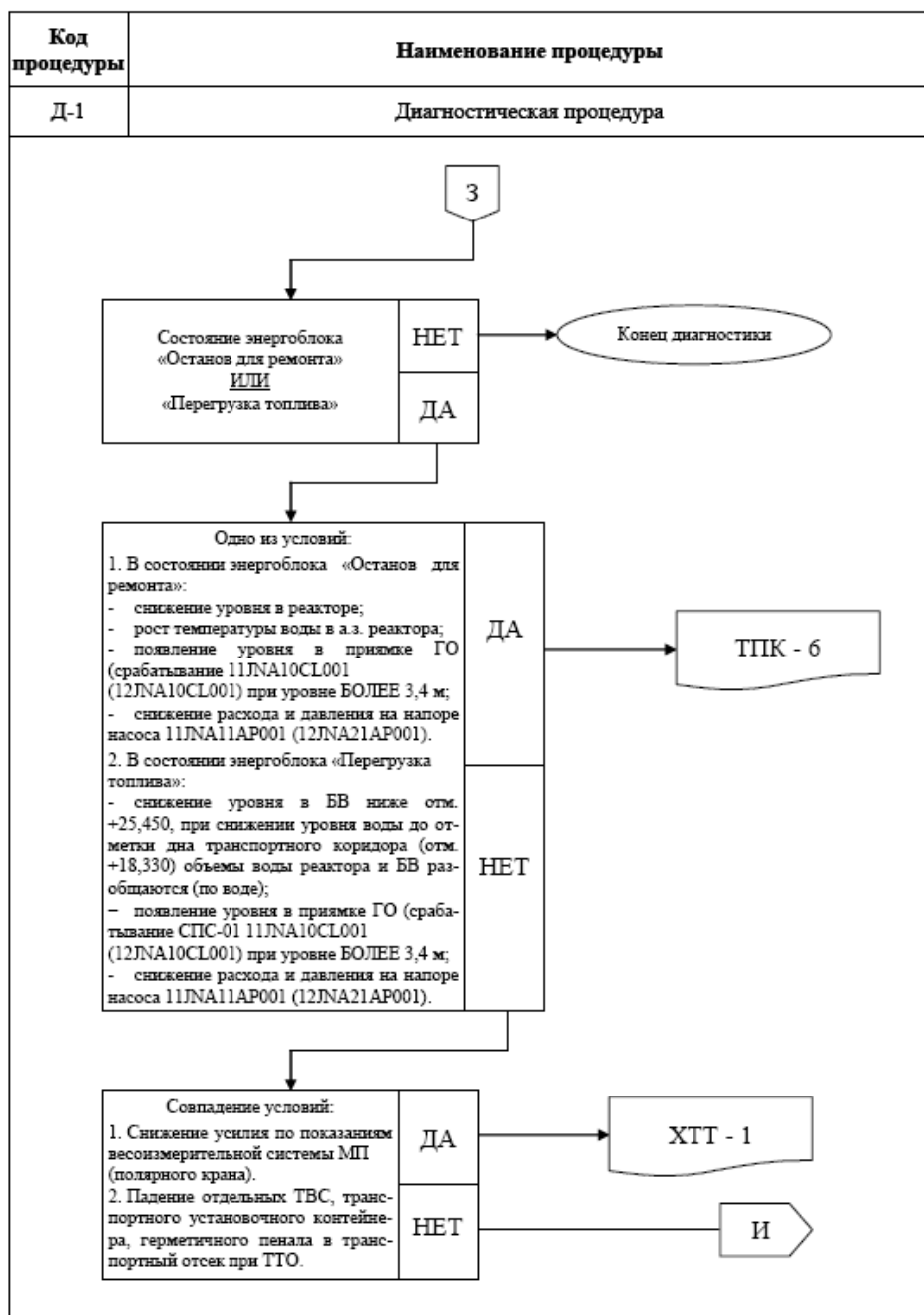


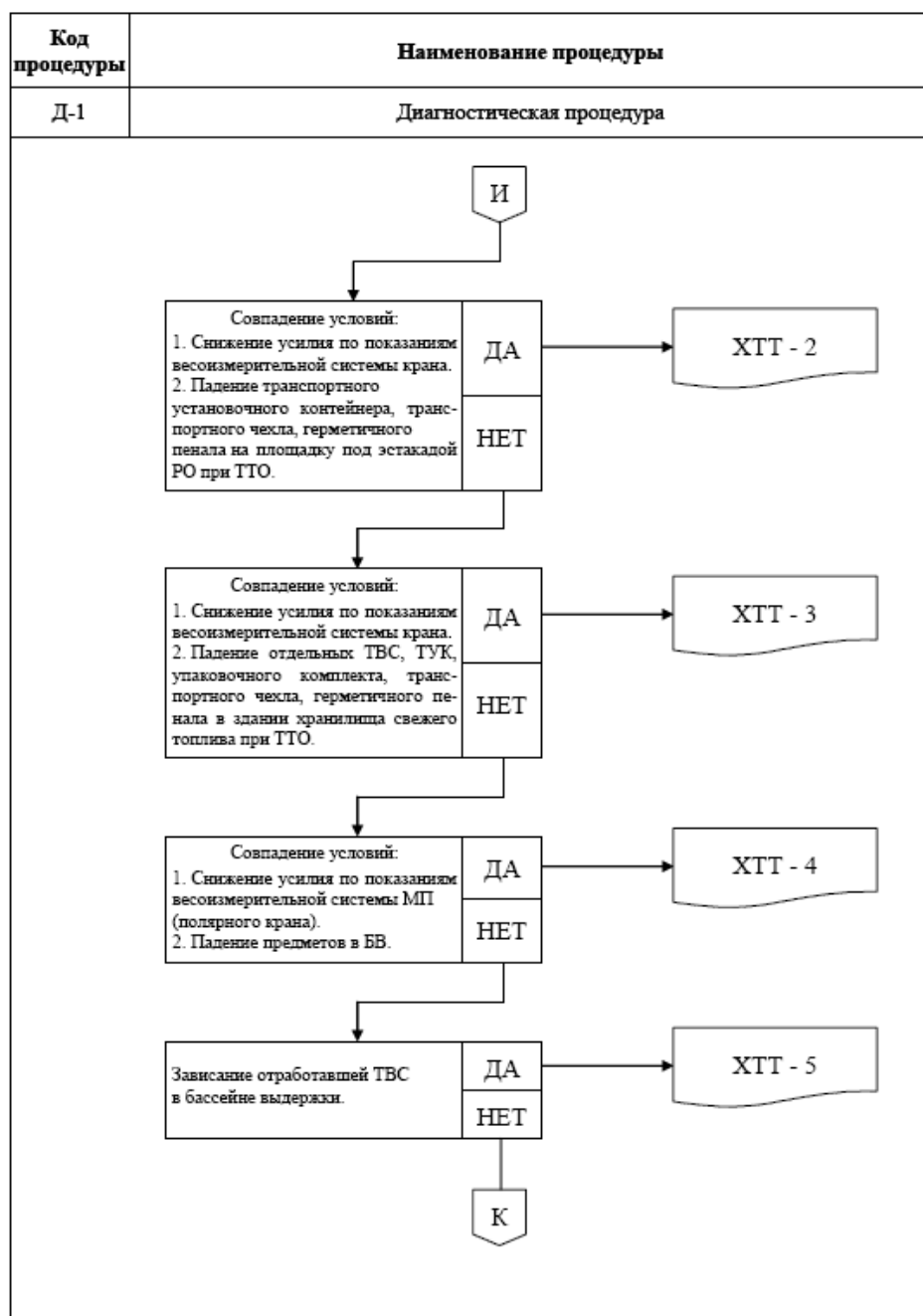


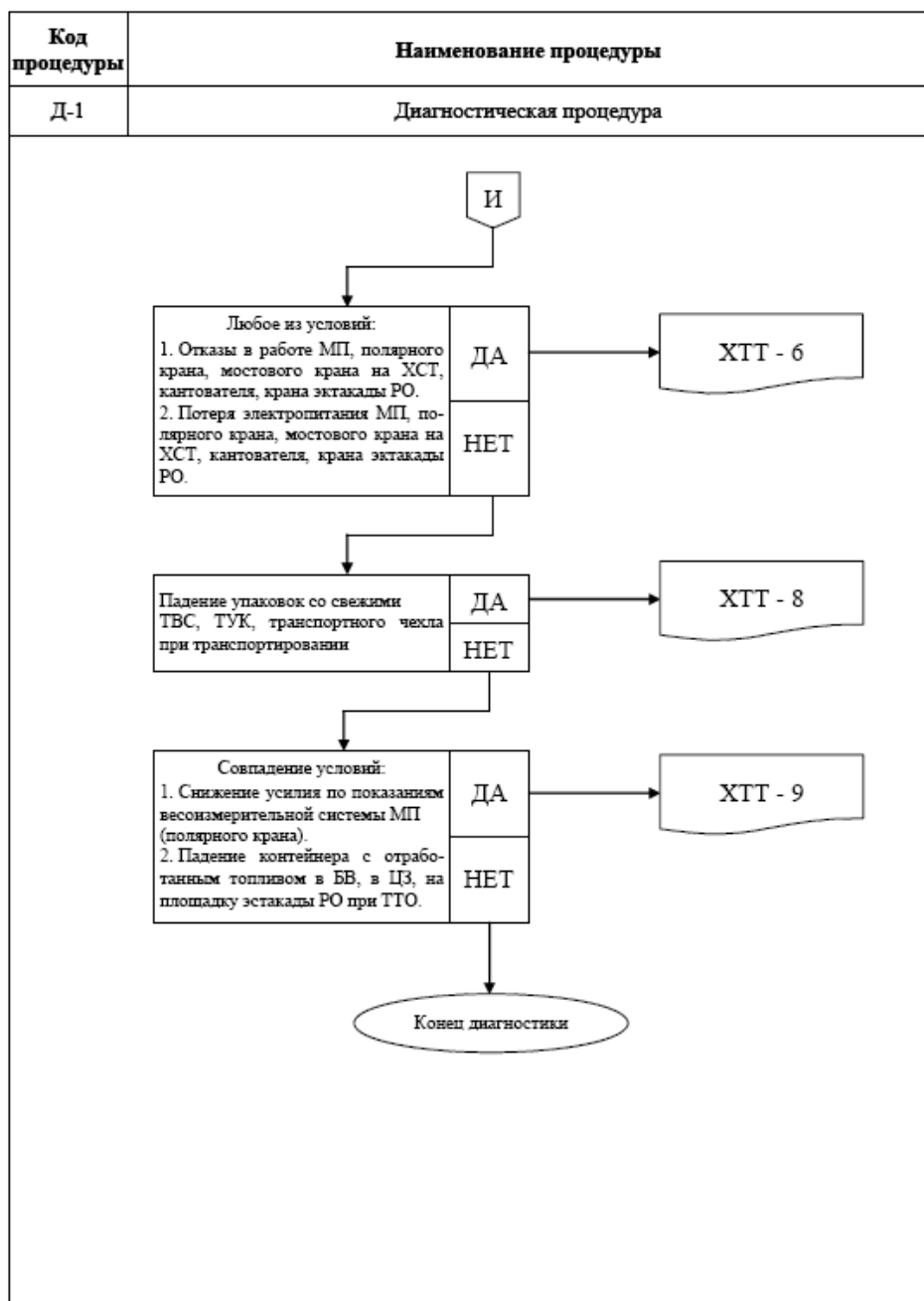






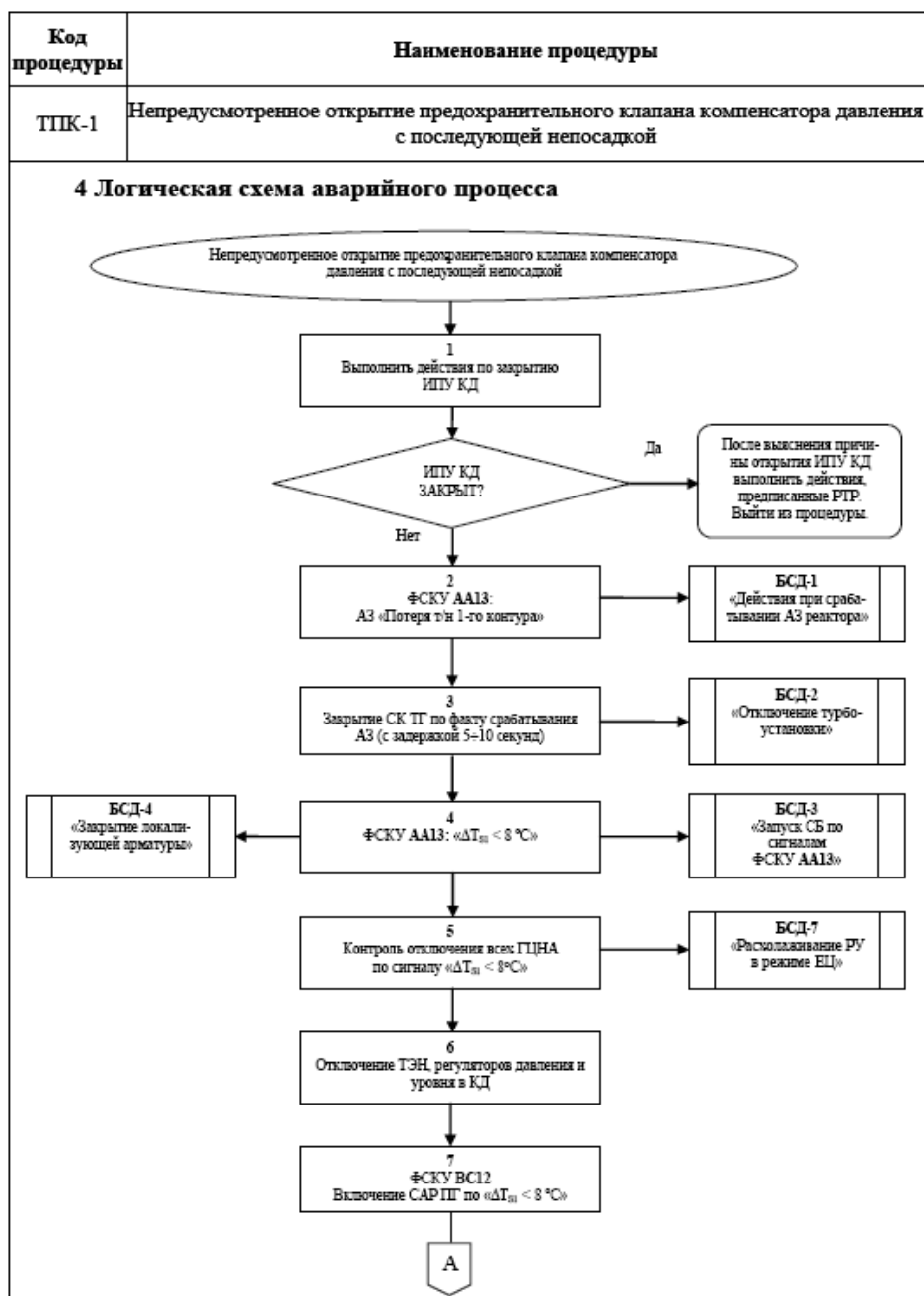


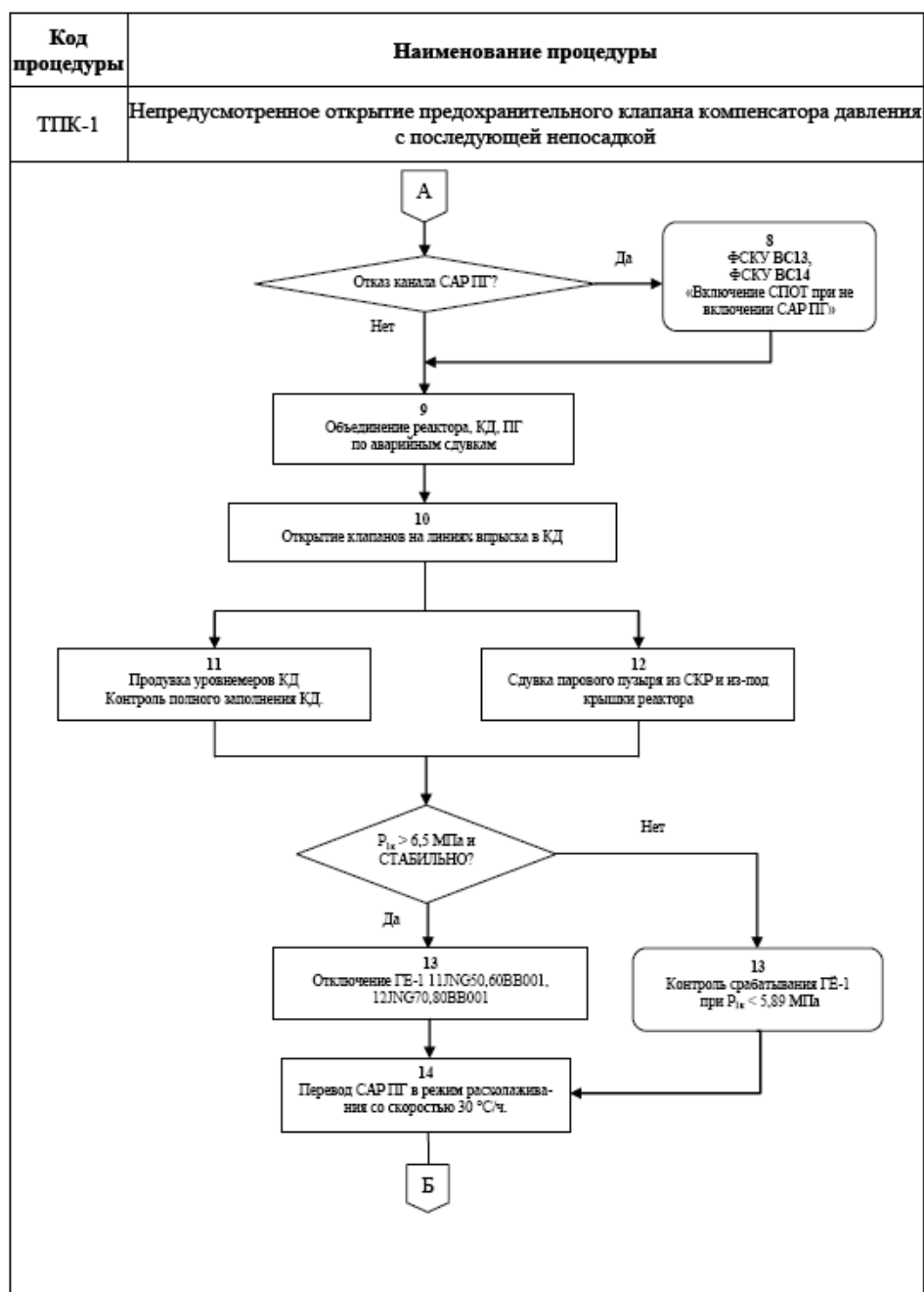


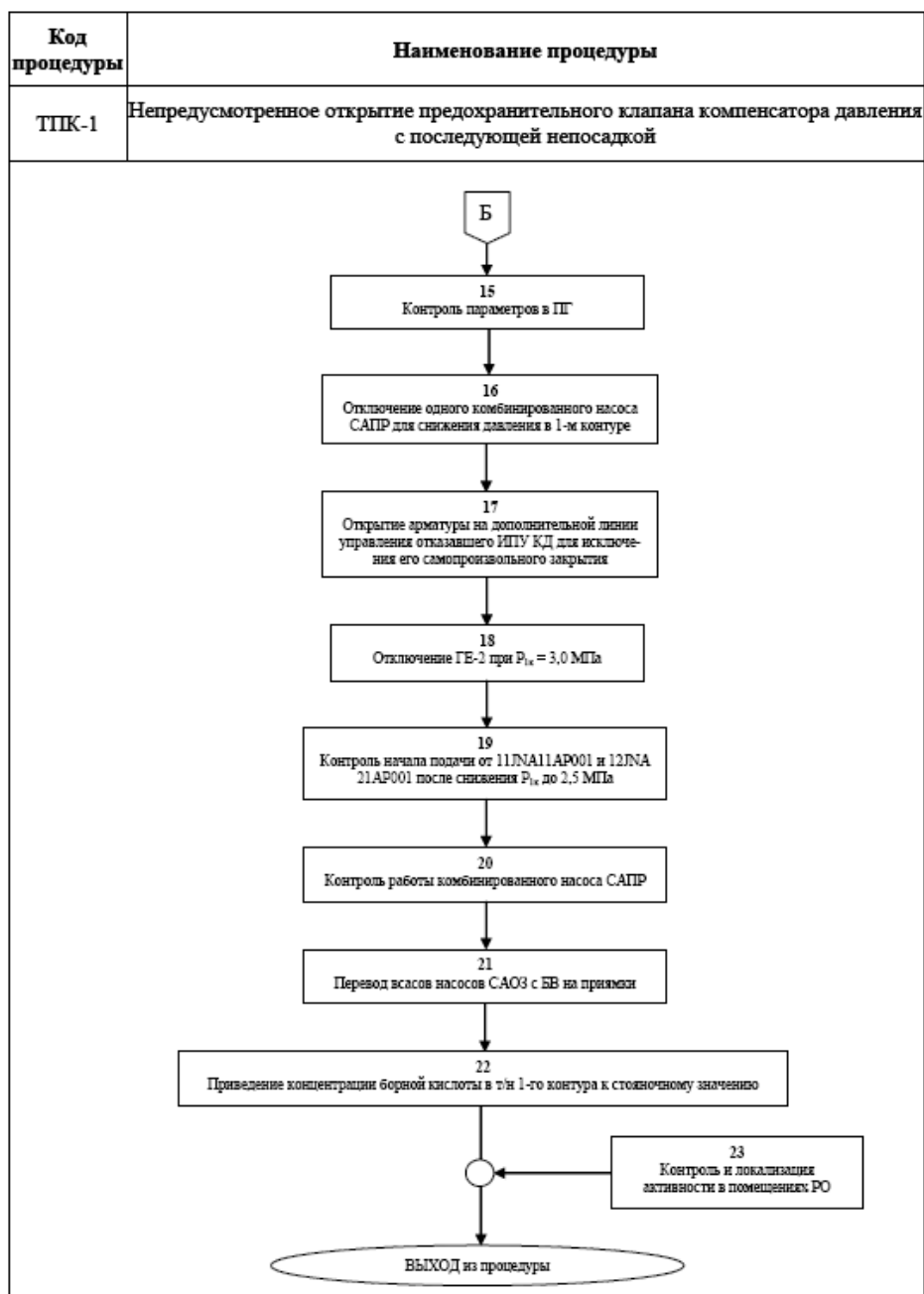


Аварийная процедура ИЛА ТПК-1 «Непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей непосадкой»

Код процедуры	Наименование процедуры
ТПК-1	Непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей непосадкой
<p>1 Исходные состояния энергоблока</p> <p>1.1 «Работа на мощности».</p> <p>1.2 «Выход на МКУ».</p> <p>1.3 «Горячее».</p> <p>2 Цель процедуры</p> <p>Перевод энергоблока в безопасное состояние.</p> <p>3 Условия входа в процедуру</p> <p>К данной процедуре переходят из диагностической процедуры Д-1 при любом из следующих условий:</p> <p>3.1 Индикация открытого положения или отсутствие индикации ГК 11JEF21AA901 (12JEF22AA901, 12JEF23AA901) на панели 10CWG02.</p> <p>3.2 Срабатывание табло «НЕПОСАДКА» на панели 11(12)CWF04.</p> <p>3.3 Индикация открытого положения или отсутствие индикации ИК 11JEF21AA903,904 (12JEF22AA903,904, 12JEF23AA903,904,) на панели 11(12)CWF04.</p> <p>3.4 Индикация открытого положения или отсутствие индикации электромагнитного клапана 11JEF21AA001 (12JEF22(23)AA001) и/или запорного клапана 11JEF21AA002 (12JEF22(23)AA002) (нормально закрыты, управляются только в ДУ) на панели 11(12)CWF04.</p> <p>Дополнительные признаки аварии:</p> <ul style="list-style-type: none"> –снижение давления в 1-ом контуре по показаниям на панелях 11,12CWF01, 10CWG01, 10CWG02; –рост температуры сбросного трубопровода; –рост температуры, давления до разрыва защитной мембраны (0,69±0,86 МПа) и уровня в барботере. 	







Код процедуры	Наименование процедуры	
ТПК-1	Непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей непосадкой	
5 Алгоритм перевода блока в безопасное состояние		
Шаг	Действие/Ожидаемый результат	Результат не получен
[1.]	<p>Выполнить действия по закрытию ИПУ КД:</p> <p>а. закрыть открывшийся ИК 11JEF21AA903(904) (12JEF22(23)AA903 (904)) с фрагмента JEF или от кнопки БПУ, запитав электромагнит закрытия открывшегося импульсного клапана 11JEF21AA903(904) (12JEF22(23)AA903 (904));</p> <p>б. проконтролировать закрытие ОК 11JEF21AA902 (12JEF22(23)AA902) при давлении над активной зоной реактора МЕНЕЕ 16,1 МПа, запитав его электромагнит закрытия (ФСКУ ВА17 «Закрытие ИПУ КД воздействием на ОК» 11JEF21AA902 (12JEF22(23)AA902));</p> <p>в. закрыть электромагнитный клапан 11JEF21AA001 (12JEF22(23)AA001) и запорный клапан 11JEF21AA002 (12JEF22(23)AA002). Через НСБ дать команду НСЦТАИ снять напряжение с 11JEF21AA001 (12JEF22(23)AA001);</p> <p>г. в случае закрытия ИПУ КД после выяснения причины непредусмотренного открытия ИПУ КД выполнить действия, предписанные РТР:</p> <p>1) При неисправности одного импульсного клапана одного ИПУ КД продолжить работу энергоблока на мощности до 100 % Nном, устранить дефект в ближайший останов.</p> <p>2) При неисправности одного ИПУ КД, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> - неисправность главного клапана; - неисправность приборов изменения давления в первом контуре (из схемы управления ИК), при которой неработоспособны два ИК одного ИПУ; 	<p>а. через НСБ дать команду НСЦТАИ проверить наличие электропитания электромагнитов ИК ИПУ КД.</p> <p>б. закрыть с фрагмента JEF или от кнопки БПУ 11JEF21AA902 (12JEF22(23)AA902), запитав его электромагнит закрытия.</p> <p>г. <u>ЕСЛИ</u> предпринятые действия не привели к закрытию ИПУ КД, <u>ТО</u> <u>ПЕРЕЙТИ</u> к следующему шагу.</p>

Код процедуры	Наименование процедуры	
ТПК-1	Непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей не посадкой	
Шаг	Действие/Ожидаемый результат	Результат не получен
	<p>- неисправность двух импульсных клапанов любого ИПУ КД;</p> <p>- неисправность схемы управления электромагнитом отсечного клапана,</p> <p>немедленно приступить к плановой разгрузке энергоблока до уровня 50 % $N_{ном}$, по истечении 24 ч выполнить плановый останов с последующим переводом в «холодное» состояние и организовать устранение дефекта.</p> <p>3) При неисправности двух и более ИПУ КД немедленно приступить к плановому останову энергоблока с последующим переводом в «холодное» состояние и организовать устранение дефекта.</p> <p>ВЫЙТИ из процедуры.</p> <p>[2.] Контроль срабатывания АЗ:</p> <p>а. срабатывание сигнализации «Раз < 15,1 МПа, N > 75 %»</p> <p><u>И/ИЛИ</u></p> <p>«Раз < 14,1 МПа, $T_{гн} > 260\text{ }^{\circ}\text{C}$», «$\Delta T_{S1} < 8\text{ }^{\circ}\text{C}$» на панели 11(12)CWF04: СРАБОТАНА;</p> <p>б. выполнить БСД-1 «Действия при срабатывании АЗ реактора»;</p> <p>в. обеспечить постоянный контроль радиационной обстановки, контроль активности теплоносителя 1-го контура, контроль активности среды под гермооболочкой.</p> <p>[3.] Закрытие СК ТГ по индикации на панели 10CWG08 по факту срабатывания АЗ (с задержкой 5÷10 секунд).</p> <p>Выполнить БСД-2 «Отключение турбоустановки».</p> <p>[4.] Контроль срабатывания ФСКУ АА13 «Потеря теплоносителя первого контура» по сигналу «$\Delta T_{S1} < 8\text{ }^{\circ}\text{C}$»</p>	

Код процедуры	Наименование процедуры	
ТПК-1	Непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей непосадкой	
Шаг	Действие/Ожидаемый результат	Результат не получен
	<p>а. выполнить БСД-3 «Запуск СБ по сигналам ФСКУ АА13»;</p> <p>б. выполнить БСД-4 «Закрытие локализирующей арматуры».</p> <p>[5.] Контроль отключения всех ГЦНА по сигналу «$\Delta T_{S1} < 8 \text{ }^\circ\text{C}$».</p> <p>По окончании выбега ГЦНА выполнить БСД-7 «Расхолаживание РУ в режиме ЕЦ».</p> <p>[6.] Выполнить действия по отключению ТЭН КД, регуляторов давления и уровня в КД:</p> <p>а. отключить ТЭН КД;</p> <p>б. отключить регулятор давления в КД JEF10DP001;</p> <p>в. отключить регулятор уровня в КД JEF10DL001.</p> <p>[7.] Контроль срабатывания ФСКУ ВС12 «Включение САР ПП» в режиме расхолаживания со скоростью $60 \text{ }^\circ\text{C/ч}$:</p> <p>а. СРАБОТАНЫ табло сигнализации «$\Delta T_{S1} < 8 \text{ }^\circ\text{C}$», «АВАРИЙНЫЙ ОТВОД ТЕПЛА ЧЕРЕЗ П К ПГ 1,2» на панели 11CWF01 и «АВАРИЙНЫЙ ОТВОД ТЕПЛА ЧЕРЕЗ П К ПГ 3,4» на панели 12CWF01;</p> <p>б. Пуск первого канала САР ПП:</p>	<p>[5.] Отключить ГЦНА кнопкой на панели 10CWG01(02).</p> <p>б. <u>ЕСЛИ</u> через 20 с после исходного события аварии расход на напоре насоса МЕНЕЕ $20 \text{ м}^3/\text{ч}$ <u>ИЛИ</u> в течение 10 с при работе насоса расход на напоре насоса МЕНЕЕ $20 \text{ м}^3/\text{ч}$, <u>ТО</u> автоматически включается насос 11JNB10AP002 и открывается арматура 11JNB10AA008;</p>

Код процедуры	Наименование процедуры	
ТПК-1	Непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей неподачей	
Шаг	Действие/Ожидаемый результат	Результат не получен
[8.]	<p>ПГ-4:</p> <ul style="list-style-type: none"> - включение насоса 12JNB30AP001; - открытие задвижек 12JNB40AA001, 12JNB40AA003, 12JNB40AA004, 12JNB40AA006; закрытие задвижек 12JNB40AA002, 12JNB40AA005; <p>г. включение регуляторов 11JNB10,20AA201 и 12JNB30,40AA201 в режим «Расколаживание 60 °С/час».</p> <p>[8.] ЕСЛИ расход возвращаемого в ПГ-1,2 (ПГ-3,4) конденсата МЕНЕЕ 20 м³/ч в течение 40 с (только на протяжении 118 с после включения ВС12)</p> <p>ИЛИ расход возвращаемого в ПГ-1,2 (ПГ-3,4) конденсата МЕНЕЕ 20 м³/ч в течение 40 с и давление в паропроводе ПГ БОЛЕЕ 8,1 МПа,</p> <p>ТО контролировать:</p> <ul style="list-style-type: none"> а. срабатывание ФСКУ ВС13 - полное открытие регуляторов СПОТ 11JNB51,52,61,62AA201 и 12JNB71,72,81,82AA201 по сигналу «ΔTS1 < 8 °С»; б. срабатывание ФСКУ ВС14 «Включение СПОТ при не включении САР ПГ»: <p>ПГ-1: открытие воздушных затворов 11JNB51(52)AA001,002,003A,003B;</p> <p>ПГ-2: открытие воздушных затворов 11JNB61(62)AA001,002,003A,003B;</p>	<p>воздействовать на кнопку АВАРИЙНЫЙ ОТВОД ТЕПЛА ЧЕРЕЗ П К ПГ 4» на панели 12CWF02;</p> <p>[8.] ПЕРЕЙТИ к следующему шагу.</p> <p>а. открыть кнопкой на панели 11(12)CFW02 «Открытие регулирующих устройств»;</p> <p>воздействовать на кнопку «ОТКР ВОЗД ЗАТВ» на панели 11CWF02;</p> <p>воздействовать на кнопку «ОТКР ВОЗД ЗАТВ» на панели 11CWF02;</p>

Код процедуры	Наименование процедуры	
ТПК-1	Непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей не посадкой	
Шаг	Действие/Ожидаемый результат	Результат не получен
	<p>ПГ-3: открытие воздушных затворов 12JNB71(72)AA001,002,003A,003B;</p> <p>ПГ-4: открытие воздушных затворов 12JNB81(82)AA001,002,003A,003B.</p> <p>[9.] Открыть арматуру на системе аварийного газоудаления, объединив реактор, КД и ПГ:</p> <p>а. проверить закрытие арматуры 11КТР30AA001(12КТР30AA002), 11КТР40AA003(12КТР40AA004) на ББ и в объём ГО;</p> <p>б. открыть арматуру 11КТР40AA001 (12КТР40AA002) на линии аварийного удаления парогазовой смеси из КД;</p> <p>в. открыть арматуру 11КТР21(22,23,24)AA001 (12КТР21(22,23,24)AA002) на линии аварийного удаления парогазовой смеси из ПГ;</p> <p>г. открыть арматуру 11КТР10AA001 (12КТР10AA002) на линии аварийного удаления парогазовой смеси из реактора.</p> <p>[10.] Объединить КД с ГЦК по линии впрыска в КД из 1-го контура: открыть арматуру 10JEF11AA001, 10JEF12,13AA001 и регулирующие клапаны 10JEF11AA201, 10JEF12,13AA002.</p> <p>(11.) Выполнить продувку уровнемеров КД. Контролировать полное заполнение КД комбинированными насосами САПР.</p>	<p>воздействовать на кнопку «ОТКР ВОЗД ЗАТВ» на панели 12CWF02;</p> <p>воздействовать на кнопку «ОТКР ВОЗД ЗАТВ» на панели 12CWF02.</p> <p>а. закрыть в «ДУ»;</p> <p>(11.) Обеспечить полное заполнение КД комбинированными насосами САПР.</p>

Код процедуры	Наименование процедуры	
ТПК-1	Непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей непосадкой	
Шаг	Действие/Ожидаемый результат	Результат не получен
<p>(12.)</p> <p>13.</p>	<p>Контролировать уровень в реакторе по показаниям КНИТУ СКУТ.</p> <p><u>ЕСЛИ</u></p> <p>СРАБОТАНЫ табло «ПОД КРЫШЕОЙ РЕАКТОРА», «В РАЙОНЕ ГОРЯЧИХ ПАТРУБКОВ» на панели 11(12)CWF01,</p> <p><u>ТО</u></p> <p>приступить к сдвдке парового пузыря на ББ открытием 11КТР30АА001(12КТР30АА002) до «снятия» табло.</p> <p><u>ЕСЛИ</u></p> <p>течь компенсируется насосами 11JNA12AP001 и 12JNA22AP001 (давление 1-го контура ВЫШЕ 6,5 МПа и СТАБИЛИЗИРОВАЛОСЬ)</p> <p><u>ТО</u></p> <p>отключить ГЕ САОЗ 11JNG50,60ВВ001, 12JNG70,80ВВ001 от реактора: закрыть арматуру 11JNG50,60АА001, 12JNG70,80АА001, 12JNG50,60АА002, 11JNG70,80АА002, разобрать электросхемы.</p>	<p>(12.) <u>ЕСЛИ</u></p> <p>арматура 11КТР30АА001, 12КТР30АА002 неработоспособна</p> <p><u>ИЛИ</u></p> <p>сдвдка на ББ неэффektivна,</p> <p><u>ТО</u></p> <p>задействовать линию аварийной сдвдки на ГО открытием 11КТР40АА003, (12КТР40АА004).</p> <p>(13.) При снижении давления в 1-ом контуре МЕНЕЕ 5,89 МПа контролировать:</p> <p>а. открытие БЗЗ: 11JNG50АА001, 11JNG60АА001, 11JNG70АА002, 11JNG80АА002, 12JNG50АА002, 12JNG60АА002, 12JNG70АА001, 12JNG80АА001;</p> <p>б. снижение давления и уровня в 11JNG50,60ВВ001, 12JNG70,80ВВ001;</p> <p>в. при снижении уровней в 11JNG50,60ВВ001, 12JNG70,80ВВ001 до 1,2 м контролировать закрытие БЗЗ: 11JNG50АА001, 11JNG60АА001, 11JNG70АА002, 11JNG80АА002,</p>

Код процедуры	Наименование процедуры	
ТПК-1	Непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей не посадкой	
Шаг	Действие/Ожидаемый результат	Результат не получен
<p>14.</p> <p>(15.)</p>	<p>После снятия 30-минутного запрета команд дистанционного управления включить режим «Расколаживание» на панелях 11,12CWF02 и переключить САР ПГ в режим расколаживания со скоростью 30 °С/ч.</p> <p>Контролировать параметры в ПГ:</p> <p>а. поддерживать давления во всех ПГ на 0,5 МПа НИЖЕ, чем в 1-ом контуре работой БРУ-К;</p> <p>б. поддерживать скорость снижения давления в ПГ – НЕ БОЛЕЕ 1,0 МПа в минуту;</p> <p>в. ввести в работу ВПЭН;</p>	<p>12JNG50AA002, 12JNG60AA002, 12JNG70AA001, 12JNG80AA001.</p> <p>14. Расколаживать РУ работой БРУ-К <u>ИЛИ</u> БРУ-А</p> <p>а. поддерживать давления во всех ПГ на 0,5 МПа НИЖЕ, чем в 1-ом контуре работой БРУ-А;</p>
<p>ВНИМАНИЕ!</p> <p>Перед подъёмом уровней в ПГ снять все сигналы первопричины срабатывания ФСКУ АА13.</p>		
<p>16.</p> <p>17.</p>	<p>г. включить режим «Расколаживание» на панелях 11,12CWF02, поднять уровни в ПГ до 3,7÷3,8 м работой ВПЭН;</p> <p>д. поддерживать уровни в ПГ в пределах 3,7÷3,8 м работой ВПЭН.</p> <p>Для снижения давления в первом контуре отключить один комбинированный насос САПР 11JNA12AP001 и 11JNA12BN001 (12JNA22AP001 и 12JNA22BN001). Контролировать снижение давления в 1-м контуре: СНИЖАЕТСЯ.</p> <p>После снижения температуры в любой из «сколодных» ниток петель ниже 200 °С, открыть арматуру на дополнительной линии управления отказавшего ИПУ КД для исключения его самопроизвольного закрытия</p>	<p>г. поднять уровни в ПГ до 3,7÷3,8 м работой ПЭН;</p> <p>д. поддерживать уровни в ПГ в пределах 3,7÷3,8 м работой ПЭН.</p> <p>16. Перевести работающий комбинированный насос САПР на рециркуляцию с оставлением части расхода на подачу в первый контур.</p>

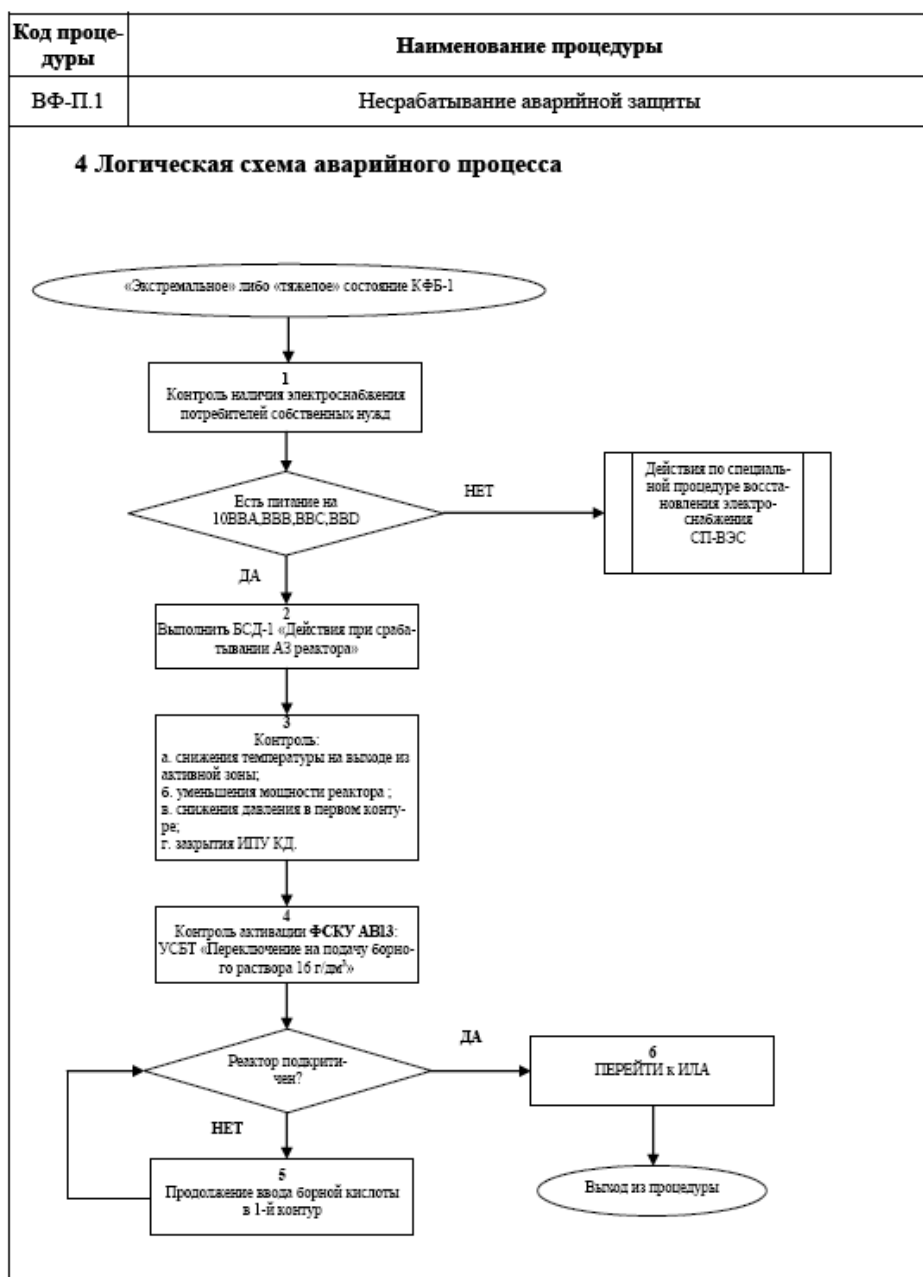
Код процедуры	Наименование процедуры	
ТПК-1	Непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей неподачей	
Шаг	Действие/Ожидаемый результат	Результат не получен
18.	<p>При давлении в 1-ом контуре 3,0 МПа отключить ГЕ САОЗ второй ступени 11JNG10,20BB001, 12JNG30,40BB001 от реактора: закрыть 11JNG10AA004, 11JNG20AA004, 12JNG30AA004, 12JNG40AA004, разобрать электросхемы.</p>	
19.	<p>После снижения давления в первом контуре до 2,5 МПа контролировать начало подачи борного раствора от насосов САОЗ НД 11JNA11AP001, 12JNA12AP001.</p>	
(20.)	<p>Обеспечить работу на 1-й контур хотя бы одного комбинированного насоса САПР.</p>	
(21.)	<p>При снижении уровня в БВ МЕНЕЕ 10,51 м контролировать переключение всасов насосов САОЗ с БВ на приемки ГО по сигналам из ФСКУ ВА11.:</p>	
а.	<p>закрытие 11JNA10AA001, 12JNA20AA001;</p>	<p>а. закрыть в «ДУ».</p>
б.	<p>открытие спустя 100 секунд 11JNA16AA002, 12JNA26AA002;</p>	<p>б. открыть в «ДУ».</p>
(22.)	<p>Довести концентрацию борной кислоты в теплоносителе 1-го контура до стационарного значения – 16г/дм³.</p>	
23.	<p>Выполнить контроль активности в помещениях реакторного отделения и принять меры к локализации вышедшей активности.</p> <p>ВЫЙТИ из процедуры.</p>	<p>23. <u>ЕСЛИ</u> достигнуты предельные значения радиационных параметров, <u>ТО</u> приступить к действиям по «Плану защиты персонала Нововоронежской АЭС-2 в случае аварии на Нововоронежской атомной станции».</p>

Примеры процедур РУЗА(П)

Восстановление КБФ-1 «Подкритичность активной зоны реактора»

ВФ-П.1 Несрабатывание аварийной защиты

Код процедуры	Наименование процедуры
ВФ-П.1	Несрабатывание аварийной защиты
<p>1 Исходное состояние энергоблока</p> <p>1.1 «Выход на МКУ». 1.2 «Работа на мощности».</p> <p>2 Цель процедуры</p> <p>Процедура определяет действия персонала по вводу отрицательной реактивности при критическом состоянии активной зоны в то время, когда состояние активной зоны должно быть подкритическим.</p> <p>3 Условия входа в процедуру</p> <p>К процедуре переходят из дерева состояния КБФ-1 «Подкритичность активной зоны реактора» по «экстремальной» красной или «тяжёлой» оранжевой ветвям.</p>	

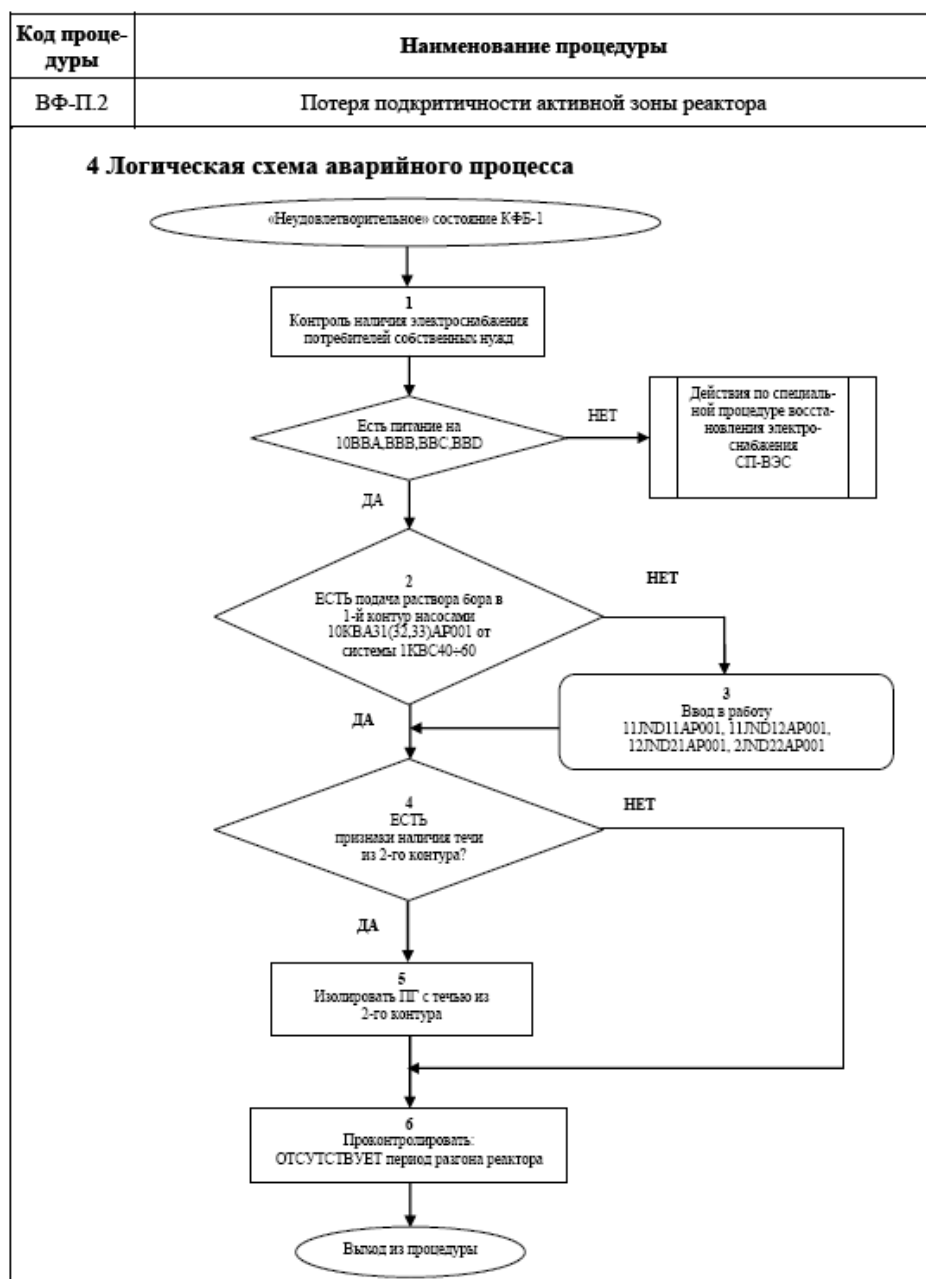


Код процедуры	Наименование процедуры	
ВФ-П.1	Несрабатывание аварийной защиты	
5 Алгоритм восстановления КФБ		
Шаг	Действие/Ожидаемый результат	Результат не получен
[1.]	Контроль наличия напряжения на секциях 10 кВ 10ВВА,ВВВ,ВВС,ВВД: ЗАПИТАНЫ.	[1.] Приступить к действиям согласно СП-ВЭС «Восстановление электроснабжения при обесточивании АЭС».
[2.]	Выполнить БСД-1 «Действия при срабатывании АЗ реактора»	
(3.)	В процессе аварии при вводе концентрированного раствора бора в первый контур контролировать: <ul style="list-style-type: none"> а. снижение температуры на выходе из активной зоны; б. уменьшение мощности реактора; в. снижение давления в первом контуре; г. закрытие ИПУ КД. 	
[4.]	Проконтролировать активацию ФСКУ АВ13: УСБТ «Переключение на подачу борного раствора 16 г/дм ³ » при снижении уровня в баках аварийного запаса борного концентрата 11JND10AP001, 12JND20AP001 МЕНЕЕ 0,15 м: <ul style="list-style-type: none"> а. открытие арматуры 11JND11,12AA001, 12JND21,22AA001; б. закрытие арматуры 11JND11,12AA011, 12JND21,22AA011. 	[4.] <u>ЕСЛИ</u> подкритичность достигнута до активации ФСКУ АВ13 <u>ТО</u> <u>ПЕРЕЙТИ</u> к следующему шагу. <ul style="list-style-type: none"> а. открыть в режиме «ДУ» с панели 11CWF01(12CWF01). б. закрыть в режиме «ДУ» с панели 11CWF01(12CWF01).
ВНИМАНИЕ!		
Ввод раствора борной кислоты в 1-й контур должен продолжаться, пока не будет достигнута подкритичность, необходимая для выполнения дальнейших действий		
(5.)	Проконтролировать подкритичность реактора:	(5.) Продолжать ввод раствора борной кислоты в 1-й контур до подкритического состояния реактора.

Код процедуры	Наименование процедуры	
ВФ-П.1	Несрабатывание аварийной защиты	
Шаг	Действие/Ожидаемый результат	Результат не получен
	а. нейтронная мощность в ПД: МЕНЕЕ 5 % <u>И</u> СНИЖАЕТСЯ; б. ОТСУТСТВУЕТ период разгона реактора. 6. ПЕРЕЙТИ к «Инструкции по ликвидации аварий». ВЫЙТИ из процедуры	

6.2 ВФ-П.2 Потеря подкритичности активной зоны

Код процедуры	Наименование процедуры
ВФ-П.2	Потеря подкритичности активной зоны реактора
<p>1 Исходное состояние энергоблока</p> <p>«Горячее».</p> <p>2 Цель процедуры</p> <p>Процедура определяет действия персонала по восстановлению подкритичного состояния активной зоны.</p> <p>3 Условия входа в процедуру</p> <p>К процедуре переходят из дерева состояния КБФ-1 «Подкритичность активной зоны» по «неудовлетворительным» ветвям при наличии (по приборам АКНП).</p> <ul style="list-style-type: none"> - периода разгона реактора; - увеличения нейтронной мощности. 	



Код процедуры	Наименование процедуры	
ВФ-П.2	Потеря подкритичности активной зоны реактора	
5 Алгоритм восстановления КФБ		
Шаг	Действие/Ожидаемый результат	Результат не получен
[1.]	Контроль наличия напряжения на секциях 10 кВ 10ВВА,ВВВ,ВВС,ВВД: ЗАПИТАНЫ.	[1.] Приступить к действиям согласно СП-ВЭС «Восстановление электроснабжения при обесточивании АЭС».
[2.]	<p>Увеличить подачу раствора бора в 1-й контур от насосов системы подпитки первого контура:</p> <p>а. проконтролировать работу насосов системы подпитки 10КВА31(32,33)АР001 от системы 1КВС40+60:</p> <p>1) подключение подачи РБК от насосов 10КВС50АР001(002,003) на всас 10КВА31(32,33)АР001;</p> <p>2) закрытие 10КВА24АА001, 10КВА24АА002;</p> <p>3) закрытие 10КВА13АА001, 10КВА13АА003, 10КВА25АА001, 10КВА25АА002 действием ФСКУ АВ12: УСБТ «Запрет подачи чистого конденсата»;</p> <p>б. контроль отключения насосов-дозаторов 1КВД;</p> <p>в. включение резервного насоса системы КВА;</p> <p>г. заполнение КД - после увеличения уровня в КД до 10 м, поддерживать его на этом значении увеличением продувки 1-го контура;</p> <p>д. ПЕРЕЙТИ к шагу 4.</p>	<p>а. Включить от КУ <u>ЕСЛИ</u> отсутствует возможность включения насосов системы подпитки 10КВА31(32,33)АР001, <u>ТО</u> ПЕРЕЙТИ к шагу 3. Подключить перезапуском ФГУ <u>ИЛИ</u> в режиме «ДУ»; закрыть в режиме «ДУ»; закрыть в режиме «ДУ»;</p> <p>б. отключить в режиме «ДУ»;</p> <p>в. включить в режиме «ДУ»;</p>

Код процедуры	Наименование процедуры	
ВФ-П.2	Потеря подкритичности активной зоны реактора	
Шаг	Действие/Ожидаемый результат	Результат не получен
[3.]	<p>Включить в работу насосы 11JND11AP001, 11JND12AP001, 12JND21AP001, 12JND22AP001 и проконтролировать подачу в 1-й контур РБК:</p> <p>а. в работе насосы аварийного ввода бора 11JND11AP001, 11JND12AP001, 12JND21AP001, 12JND22AP001;</p> <p>б. открыта арматура 11JND11,12AA002, 12JND21,22AA002, 004;</p> <p>в. закрыта арматура 11JND11,12AA012; 12JND21,22AA012;</p> <p>г. ввод раствора борной кислоты в 1-й контур должен продолжаться до восстановления подкритического состояния реактора.</p> <p>При уменьшении уровня в баке 11JND10BV001 (12JND20BV001) до 0,4 м контролировать перевод всаса насосов аварийного ввода бора на всасывающие трубопроводы JNA из БВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - открытие 1 JND11,12,21,22AA001; - закрытие 1 JND11,12,21,22AA011. <p>4. Выявить наличие течи из 2-го контура по следующим признакам:</p> <ul style="list-style-type: none"> - температура в любой из петель ГЦТ СНИЖАЕТСЯ с большой скоростью <p><u>ИЛИ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - давление в любом ПГ ПАДАЕТ нерегулируемым образом; - наличие введения положительной реактивности из-за расхолаживания реактора; - резкое СНИЖЕНИЕ уровня в КД. 	<p>а. <u>ЕСЛИ</u> насос неисправен, <u>ТО</u> уведомить руководство НВАЭС-2, вызвать ремонтный персонал;</p> <p>б. открыть арматуру в режиме «ДУ»;</p> <p>в. закрыть арматуру в режиме «ДУ»;</p> <p>г. открыть/закрыть арматуру в режиме «ДУ».</p> <p>ПЕРЕЙТИ к шагу 6.</p>
[5.]	Изолировать ПГ с течью из 2-го контура:	

Код процедуры	Наименование процедуры	
ВФ-П.2	Потеря подкритичности активной зоны реактора	
Шаг	Действие/Ожидаемый результат	Результат не получен
	<p>а. на ПГ с течью из 2-го контура снять с автоматического управления и закрыть БРУ-А, проверить закрытие ПК ПГ. Проконтролировать закрытое положение БЗОК, байпаса БЗОК;</p> <p>б. закрыть арматуру на линии продувки системы: 11LCQ14(24,34,44)AA003, 11LCQ14(24,34,44)AA005, 11LCQ15(25,35,45)AA001, 11LCQ17(27,37,47)AA001, 11LCQ17(27,37,47)AA003, 11LCQ17(27,37,47)AA004;</p> <p>в. закрыть арматуру на линии подачи питательной воды в ПГ с течью 2-го контура: 11LAV30(40,50,60)AA002, 12LAV30(40,50,60)AA003;</p> <p>г. отрегулировать расход подпитки неповрежденных ПГ для прекращения расхолаживания 1-го контура.</p>	<p>а. Закрыть ПК ПГ, БЗОК и байпасы БЗОК.</p> <p>в. Закрыть по месту. При невозможности закрытия или пропуске арматуры 11,12LAV закрыть арматуру на линии подачи вспомогательной питательной воды в ПГ.</p>
ВНИМАНИЕ!		
Ввод раствора борной кислоты в 1-й контур должен продолжаться, пока не будет достигнута подкритичность, необходимая для выполнения дальнейших действий.		
(б.)	Контролировать: ОТСУТСТВУЕТ период разгона реактора. ВЫЙТИ из процедуры.	Вводить бор в 1-й контур до восстановления подкритического состояния реактора.

Пример инструкции РУЗА(Т)

ИНСТРУКЦИЯ ИТА-3 «ПОДАТЬ ВОДУ В ПЕРВЫЙ КОНТУР»

6.1 Цель инструкции

Целями подачи воды в первый контур являются:

- обеспечить отвод остаточного энерговыделения из активной зоны;
- предотвратить или задержать повреждение корпуса реактора;
- обеспечить залив слоя расплава/обломков активной зоны для улавливания продуктов деления.

6.2 Условия входа в инструкцию

6.2.1 Вход в эту инструкцию осуществляется из Диагностической блок-схемы при условии, что температура на выходе из активной зоны реактора БОЛЕЕ 650 °С и продолжает расти.

6.2.2 Вспомогательным расчетным средством, к которому осуществляется обращение из данной инструкции, является ВРС-1 "Расход, необходимый для заполнения активной зоны" (Раздел 18).

Примечание. Инструкция ИТА-3 действует только на внутрикорпусной стадии запроектной аварии.

6.3 Выполнение шагов

При обесточивании АС должна быть организована работа по восстановлению электроснабжения собственных нужд всех потребителей энергоблока № 1 по процедуре СП-ВЭС "Восстановление электроснабжения при обесточивании АЭС" [Раздел 4 Тома 3 РУЗА], при этом использовать "Расчетные данные по запасам времени при полной потере всех источников переменного тока на АЭС" [Раздел 5 Тома 3 РУЗА].

Действия шага	Примечание
Шаг 1. Определить возможность подачи от CAO3 (10JNA)	
<ul style="list-style-type: none"> - определить работоспособные насосы CAO3; - определить имеющиеся источники воды для насосов CAO3; - определить имеющиеся линии подачи воды в первый контур от CAO3; - определить способ подачи воды в первый контур от CAO3; - ЕСЛИ хотя бы один канал CAO3 работоспособен, ТО, выполнив шаги 2, 3 и 4, перейти к шагу 6. 	<p>В соответствии с технологической картой № 1 (Таблица 6.1).</p>
Шаг 2. Определить возможность подачи раствора борной кислоты в первый контур от насосов системы охлаждения БВ 10FAK10	
<ul style="list-style-type: none"> - определить работоспособность насоса 11FAK10AP001; - проверить доступность источников раствора борной кислоты для подачи в первый контур от насоса 11FAK10AP001; - проверить работоспособность тракта подачи раствора борной кислоты в первый контур от насоса 11FAK10AP001 из приемка защитной оболочки в систему JNA через арматуру 11JNG90AA003 и далее через 11JNG10,20AA005, 11JNG30,40AA005 в активную зону; - ЕСЛИ хотя бы один канал CAO3 ВД работоспособен, ТО, выполнив шаги 3 и 4, перейти к шагу 6. 	<p>В соответствии с технологической картой № 2 (Таблица 6.2).</p>
Шаг 3. Определить возможность подачи от насосов системы продувки-подпитки 10КВА	
<ul style="list-style-type: none"> - определить работоспособные подпиточные насосные агрегаты; - определить имеющиеся источники воды для подпиточных насосных агрегатов; - определить имеющиеся линии подачи воды в первый контур от подпиточных насосных агрегатов; - определить способ подачи воды в первый контур от подпиточных насосных агрегатов; - ЕСЛИ хотя бы один канал подачи от насосов системы продувки-подпитки работоспособен, ТО выполнив шаг 4, перейти к шагу 6. 	<p>В соответствии с технологической картой № 3 (Таблица 6.3).</p>

Действия шага	Примечание
Шаг 4. Определить возможность подачи от насосов системы аварийного ввода бора 10JND	
<ul style="list-style-type: none"> - определить работоспособные подпиточные насосные агрегаты; - определить имеющиеся источники воды для подпиточных насосных агрегатов; - определить имеющиеся линии подачи воды в первый контур от подпиточных насосных агрегатов; - определить способ подачи воды в первый контур от подпиточных насосных агрегатов; - ЕСЛИ хотя бы один канал системы аварийного ввода бора работоспособен, ТО, перейти к шагу 6. 	<p>В соответствии с технологической картой № 4 (Таблица 6.4).</p>
Шаг 5. ЕСЛИ средства подачи воды в первый контур определены, ТО ПЕРЕЙТИ к шагу 7; ЕСЛИ НЕВОЗМОЖНО подать воду в первый контур, ТО выполнить следующие действия	
<ul style="list-style-type: none"> - определить причины невозможности подачи воды в первый контур; - установить приоритетность действий, направленных на восстановление подачи воды в первый контур, в сопоставлении с продолжающимися действиями по восстановлению работоспособности других систем и оборудования. Начать соответствующие действия по восстановлению подачи воды в первый контур; - вернуться в диагностическую блок-схему или инструкцию и шаг, которые были в действии до входа в инструкцию ИТА-3. 	
Шаг 6. Определить, соответствует ли имеющийся способ подачи воды в первый контур потребностям охлаждения активной зоны	
<p>Обратиться к ВРС-1 "Расход, необходимый для заполнения активной зоны".</p>	
Шаг 7. Ознакомиться с возможными негативными последствиями, которые могут возникнуть после подачи воды в первый контур	
<ul style="list-style-type: none"> - определить возможные негативные последствия; - ЕСЛИ негативных последствий не ожидается, ТО перейти к шагу 8; - оценить действия по смягчению негативных по- 	<p>В соответствии с Таблицами 6.5, 6.6.</p>

Действия шага	Примечание
следствий.	
Шаг 8. Принять решение о подаче/неподаче воды в первый контур	
<ul style="list-style-type: none"> - оценить последствия неподачи воды в первый контур; - сравнить последствия НЕПОДАЧИ воды в первый контур с негативными последствиями подачи воды в первый контур; - ЕСЛИ принято решение НЕ подавать воду в первый контур, ТО вернуться в диагностическую блок-схему или инструкцию и шаг, которые были в действии до входа в инструкцию ИТА-3. 	
Шаг 9. Определить наиболее предпочтительный способ подачи воды в первый контур	
<ul style="list-style-type: none"> - определить предпочтительный порядок подачи воды в первый контур: <ol style="list-style-type: none"> 1) насосами CAO3 11JNA11AP001 (12JNA21AP001) (при давлении в первом контуре менее 1,47 МПа) с производительностью (300–900) м³/ч; 2) насосами CAO3 11JNA12AP001 (12JNA22AP001) (при давлении в первом контуре менее 6,5 МПа) с производительностью (70–300) м³/ч; 3) насосом 11FAK10AP001 из прямка защитной оболочки в в систему JNA через арматуру 11JNG90AA003 и далее через 11JNG10,20AA005, 11JNG30,40AA005 в активную зону с производительностью (68–500) м³/ч; 4) подпиточными насосами 10КВА31,32,33AP001 с производительностью (20÷80) м³/ч; 5) насосами системы аварийного ввода бора 11JND11,12AP001, 12JND21,22AP001 с производительностью 14,5 м³/ч; - определить предпочтительные насос(ы) и линию подачи: <ol style="list-style-type: none"> 1) насос(ы); 2) линия(и) на всасе; 3) линия(и) подачи. 	
Шаг 10. Определить ограничения при подаче воды в первый контур	
Определить ограничения при подаче воды в первый контур	В соответствии с Таблицей 6.7.

Действия шага	Примечание
Шаг 11. Дать указание на БПУ о выполнении действий	
- дать указания на БПУ о реализации выбранной стратегии управления;	
- предоставить на БПУ следующую информацию: 1) предпочтительный способ подачи воды; 2) любые ограничения расхода; 3) ограничения по подаче воды в первый контур; 4) любые параметры, которые необходимо контролировать; 5) другая необходимая информация.	В соответствии с Таблицей 6.7
Шаг 12. Контролировать выполнение действий	
Проверить те параметры, которые, как ожидается, будут меняться в процессе подачи воды в первый контур.	В соответствии с Таблицами 6.8, 6.9.
Шаг 13. Оценить необходимость дополнительных действий по смягчению негативных последствий реализации стратегии	
- определить фактические негативные последствия; - оценить действия по смягчению фактических негативных последствий; - дать указания на БПУ о выполнении дополнительных действий по смягчению последствий реализации стратегии.	В соответствии с Таблицей 6.10.
Шаг 14. Оценить необходимость дополнительного способа подачи воды в первый контур	
Оценить эффективность выполняемого способа подачи воды в первый контур: - проверить температуру на выходе из активной зоны – СТАБИЛЬНА ИЛИ СНИЖАЕТСЯ; - проверить давление в первом контуре – СТАБИЛЬНО И НИЖЕ ЗНАЧЕНИЯ, ПРИ КОТОРОМ ВОЗМОЖНА РАБОТА НАСОСА (НАСОСОВ) НА ПЕРВЫЙ КОНТУР. Определить необходимость дополнительной подачи воды в первый контур: ЕСЛИ фактическая подача воды НЕДОСТАТОЧНА И другой способ подачи воды имеется, ТО вернуться к шагу 1.	

Действия шага	Примечание
Шаг 15. Определить долгосрочные проблемы, связанные с подачей воды в первый контур	
<ul style="list-style-type: none"> - обратиться к Таблице 6.11 инструкции ИТА-3 для оценки долгосрочных проблем; - определить дополнительные параметры, которые необходимо контролировать для решения долгосрочных проблем; - определить дополнительные долгосрочные проблемы; - обратиться к инструкции ИТА-В-1 "Действия долгосрочного контроля" (Раздел 16). 	
Шаг 16. Вернуться в диагностическую блок-схему или инструкцию и шаг, которые были в действии до входа в инструкцию ИТА-3	
Выйти из инструкции.	

Таблица 6.1 – Технологическая карта № 1

Условия, необходимые для работы САОЗ (10JNA)					
Условия на блоке	Требования	11JNA12 AP001	12JNA22 AP001	11JNA11 AP001	12JNA12 AP001
		Состояние насоса	Работоспособен	Да/Нет	Да/Нет
Наличие электропитания	Имеются	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Наличие охлаждения насоса системой техводы	Имеются	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Давление в первом контуре (на напоре насоса)	В пределах расходно-напорной характеристики насоса				

Условия, которые могут ограничить работоспособность САОЗ					
Прочее					
Насос в работе	Все требования выполнены	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Источники воды для насосов САОЗ (10JNA)					
Условия на блоке	БВ		Приямок 30		
Уровень воды	Не менее 18,955 м		Не менее 3,4 м		
Источник воды имеется	Да/Нет		Да/Нет		
Линии подачи воды в первый контур от САОЗ (10JNA)					
Условия на блоке	11JNA12	12JNA22	11JNA11	12JNA12	
Соответствие положения арматуры	Удовл./ Неудовл	Удовл./ Не- удовл	Удовл./ Не- удовл	Удовл./ Не- удовл	
Линии подачи воды доступны	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	
Способ подачи воды в первый контур от САОЗ (10JNA)					
Условия на блоке	11JNA12 AP001	12JNA22 AP001	11JNA11 AP001	12JNA12 AP001	
Насос в работе	Требования выполнены	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Наличие источника подачи воды	Доступен	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Схема подачи в 1 контур	Собрана	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Способ подачи воды имеется	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	

Таблица 6.2 – Технологическая карта № 2

Условия, необходимые для работы насосов системы 10ФАК10-20 в первый контур		
Условия на блоке	Требования	10ФАК10АР001
Состояние насоса	Работоспособен	Да/Нет
Наличие электропитания	Имеются	Да/Нет
Давление в первом контуре (на напоре насоса)	В пределах расходно-напорной характеристики насоса	Да/Нет
Условия, которые могут ограничить работоспособность насосов	Ограничения, определяемые инструкцией по эксплуатации	Да/Нет
Все требования выполнены		Да/Нет
Источники воды для насосов 10КВВ11,12АР001		
Условия на блоке	БВ	Прямок 30
Уровень воды	Не менее 18,955 м	Не менее 3,4 м
Источник воды имеется	Да/Нет	Да/Нет
Линии подачи воды в первый контур от насосов системы 10ФАК10-20		
Условия на блоке	10ФАК10АР001	
Соответствие положения арматуры	Удовл./Неудовл	
Линии подачи воды доступны	Да/Нет	
Способ подачи воды в первый контур от 10JND10(20,30,40)АР001		
Условия на блоке	10ФАК10АР001	
Насос в работе	Требования выполнены	Да/Нет
Наличие источника	Доступен	Да/Нет

подачи воды		
Схема подачи в 1 контур	Собрана	Да/Нет
Способ подачи воды имеется		Да/Нет

Таблица 6.3 – Технологическая карта № 3

Условия, необходимые для работы насосов системы продувки-подпитки				
Условия на блоке	Требования	10КВА31 АР001	10КВА32 АР001	10КВА33 АР001
Состояние насоса	Работоспособен	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Наличие электропитания	Имеются	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Наличие охлаждающей среды на воздухоохладители электродвигателя и подшипники электродвигателя насоса	Имеются	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Давление в первом контуре				
Возможные ограничения				
Насос в работе	Все требования выполнены	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Источники воды для насосов системы продувки-подпитки				
	10КВА10В001	10КВС40ВВ001	10КВС40ВВ002	
Удовлетворительный уровень воды	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	
Работоспособное состояние задвижек	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	

Наличие электропитания	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	
Наличие электропитания для средств измерения	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	
Возможные ограничения				
Источник воды имеется	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	
Линии подачи воды в первый контур от насосов системы продувки-подпитки				
	10КВА31 АР001	10КВА32 АР001	10КВА33 АР001	
Состояние задвижек	Удовл./ Неудовл	Удовл./ Неудовл	Удовл./ Неудовл	
Линии подачи воды доступны	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	
Способ подачи воды в первый контур от насосов системы продувки-подпитки				
	От 10КВА31 АР001	От 10КВА32 АР001	От 10КВА33 АР001	
Насос в работе	Требования выполнены	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Наличие источника подачи воды	Доступен	10КВА10 ВВ001 Да/Нет	10КВС40 ВВ001 Да/Нет	10КВС40 ВВ002 Да/Нет
Линия подачи воды	Доступна	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Способ подачи воды имеется		Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет

Таблица 6.4 – Технологическая карта № 4

Условия, необходимые для работы системы аварийного ввода бора 10JND					
		11JND11 AP001	11JND12 AP001	12JND21 AP001	12JND22 AP001
Условия на блоке	Требования				
Состояние насоса	Работоспособен	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Наличие электропитания	Имеются	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Наличие охлаждающей среды на воздухоохладителе электродвигателя насоса	Имеются	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Давление в первом контуре	В пределах расходно-напорной характеристики насоса	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Возможные ограничения					
Насос в работе	Все требования выполнены	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Источники воды системы аварийного ввода бора 10JND					
	Баки 11JND10BV001, 12JND20BV001	БВ		Прямок защитной оболочки	
Условия на блоке					
Уровень воды	Не менее 0,4 м	Не менее 18,955 м		Не менее 3,4 м	
Состояние задвижек					

Наличие электропитания	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	
Возможные ограничения					
Прочее					
Источник воды имеется	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	
Линии подачи воды в первый контур от 10JND					
Соответствие положения арматуры		Удовл./ Неудовл.	Удовл./ Неудовл.	Удовл./ Неудовл.	
Прочее					
Способ подачи воды в первый контур от системы аварийного ввода бора 10JND					
		11JND11 AP001	11JND12 AP001	12JND21 AP001	12JND22 AP001
Насос в работе	Требования выполнены	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Наличие источника подачи воды	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Схема подачи в 1-й контур	Собрана	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Наличие электропитания для средств измерения	Доступны	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет
Способ подачи воды имеется		Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет	Да/Нет

Таблица 6.5 – Вспомогательная таблица при выполнении шага 7

Негативные последствия	Условия возникновения	Действия по ослаблению последствий
Угроза воспламенения водорода	При всех способах подачи воды в первый контур	1) увеличить насколько возможно подачу воды, чтобы уменьшить генерацию водорода; 2) контролировать теплоотвод из

Негативные последствия	Условия возникновения	Действия по ослаблению последствий
		<p>атмосферы ЗО, чтобы поддержать ЗО в инертизованном состоянии (работой насосов спринклерных каналов поддерживать состояние взрывобезопасности под защитной оболочкой таким образом, чтобы положение мерцающей точки на треугольной диаграмме Шапиро-Моффетти СККВ 10JMU соответствовало области 3 (состояние взрывобезопасности). В случае неработоспособности (отсутствии показаний) СККВ 10JMU на основании ВРС-3 «Оценка возможности дефлаграции водорода» поддерживать давление под защитной оболочкой между 0,265 МПа и 0,314 МПа);</p> <p>3) для инертизации атмосферы ЗО рассмотреть возможность отключения СПОТ;</p> <p>4) обратиться к ИТА-7 (ИСУ-3).</p>
Повреждение трубчатки ПГ из-за высокотемпературной ползучести	При всех способах подачи воды в первый контур	<p>1) увеличить насколько возможно расход подпитки ПГ;</p> <p>2) открыть ИПУ КД;</p> <p>3) контролировать давление в первом контуре – НЕ УВЕЛИЧИВАЕТСЯ;</p> <p>4) закрыть паросбросные устройства по второму контуру.</p>
Активность в помещениях обстройки	Течи контура расхолаживания вне защитной оболочки	<p>1) использовать индивидуальные средства защиты;</p> <p>2) оценить влияние на ключевые действия по месту;</p> <p>3) проинформировать рабочие группы, действующие по месту;</p> <p>4) оценить возможность снижения расхода по контуру расхолаживания при работе из прямиков защитной оболочки;</p> <p>5) оценить возможность отсечения места течи или перехода на другой контур расхолаживания.</p>

Таблица 6.6 – Негативные последствия стратегии
"Подать воду в первый контур"

№	Негативное последствие	Описание
1	Угроза целостности защитной оболочки от дефлаграции водорода	<p>При подаче воды в первый контур в условиях тяжелой аварии вода поступает в (частично) оголенную активную зону и частично превращается в пар вследствие теплоотдачи от твэлов. С образованием пара увеличивается интенсивность пароциркуляционной реакции, что приводит к увеличению образования водорода.</p> <p>После начала подачи воды в первый контур в рамках инструкции ИТА-3 необходимо проводить контроль концентрации водорода под защитной оболочкой, используя СККВ 10JMU или (при неработоспособности СККВ 10JMU) вспомогательное расчетное средство ВРС-3 «Оценка возможности дефлаграции водорода». Выполнить переход в инструкцию ИСУ-3 "Управлять дефлаграцией водорода в ГО", если:</p> <p>в соответствии с СККВ 10JMU определена угроза детонации водорода (мерцающая точка на диаграмме Шапиро-Моффетти достигла границы перехода состояний взрывоопасности из области дефлаграции (область 2) к области детонации (область 1);</p> <p>в случае неработоспособности СККВ 10JMU в соответствии с ВРС-3 определена серьезная угроза целостности защитной оболочки (определено достижение кривой 2, разделяющей подобласти "горение водорода" и "серьезная угроза целостности защитной оболочки").</p>
2	Повреждение трубчатки ПГ из-за высокотемпературной ползучести	<p><u>Предостережение:</u> Давление в первом контуре может существенно увеличиться после начала подачи воды в первый контур. Поэтому, хотя критерий разности давлений между первым и вторым контуром для угрозы высокотемпературной ползучести может не выполняться до начала подпитки первого контура, он может резко измениться вскоре после начала подачи воды в первый контур</p> <p>Повреждение трубчатки ПГ может произойти из-за высокотемпературной ползучести после начала подачи воды в первый контур. Механизмом является испарение воды, подаваемой в первый контур, и</p>

№	Негативное последствие	Описание
		циркуляция горячих газов из активной зоны в парогенераторы. Необходимыми условиями повреждения из-за высокотемпературной ползучести являются: давление первого контура больше давления второго контура; парогенератор опустошен.
3	Активность в помещениях обстройки	Если при подаче воды в первый контур используется рециркуляция через бак-приямок, то возникает угроза активности в помещениях обстройки. Необходимо оценить, какие помещения могут быть подвергнуты этой угрозе, чтобы определить возможные последствия на текущие и будущие ключевые действия рабочих групп по месту.

Таблица 6.7 – Вспомогательная таблица при выполнении шага 10

Параметр	Ограничения
Расход	1) проблема генерации водорода; 2) проблема высокотемпературной ползучести; 3) расход подпитки БВ; 4) повышение давления первого контура выше давления, при котором обеспечивается подача от насосов САОЗ.
Продолжительность подачи воды	1) возможность подачи воды на всас насоса; 2) условия работы насоса.
Снижение давления в первом контуре	Начать подачу воды, как только выполнен необходимый сброс давления

Таблица 6.8 – Вспомогательная таблица при выполнении шага 12

Стратегия подачи воды в первый контур	Контролируемые параметры
Насосы САОЗ 11JNA11AP001 (12JNA21AP001), 11JNA12AP001 (12JNA22AP001)	1) насосы в работе; 2) расход насосов САОЗ; 3) уровень в БВ – уменьшается при отсутствии пополнения;

Стратегия подачи воды в первый контур	Контролируемые параметры
	<p>4) температура на выходе из активной зоны уменьшается (при отсутствии разрушения корпуса реактора);</p> <p>5) температуры в горячих нитках уменьшаются (при отсутствии разрушения корпуса реактора);</p> <p>6) уровень в КД увеличивается (при отсутствии разрушения корпуса реактора).</p>
<p>Насосы 11FAK10AP001 (12FAK20AP001)</p>	<p>1) насосы в работе;</p> <p>2) расход насосов 10FAK51,52AP001;</p> <p>3) уровень в 10FAL51,52BV001 – уменьшается при отсутствии пополнения;</p> <p>4) температура на выходе из активной зоны уменьшается (при отсутствии разрушения корпуса реактора);</p> <p>5) температуры в горячих нитках уменьшаются (при отсутствии разрушения корпуса реактора);</p> <p>6) уровень в КД увеличивается (при отсутствии разрушения корпуса реактора).</p>
<p>Подпиточные насосные агрегаты 10КВА31,32,33AP001</p>	<p>1) насосы в работе;</p> <p>2) расход подпиточных насосов;</p> <p>3) температура на выходе из активной зоны уменьшается (при отсутствии разрушения корпуса реактора);</p> <p>4) температуры в горячих нитках уменьшаются (при отсутствии разрушения корпуса реактора);</p> <p>5) уровень в КД увеличивается (при отсутствии разрушения корпуса реактора).</p>
<p>Насосы системы аварийного ввода бора 11JND11,12AP001, 12JND21,22AP001</p>	<p>1) насосы в работе;</p> <p>2) расход насосов системы аварийного ввода бора;</p> <p>3) уровень в БВ – уменьшается при отсутствии пополнения;</p> <p>4) температура на выходе из активной зоны уменьшается (при отсутствии разрушения корпуса реактора);</p>

Стратегия подачи воды в первый контур	Контролируемые параметры
	5) температуры в горячих нитках уменьшаются (при отсутствии разрушения корпуса реактора); 6) уровень в КД увеличивается (при отсутствии разрушения корпуса реактора).

Таблица 6.9 – Контролируемые параметры и соответствующие средства измерения

Параметр	Измерение	Датчик
Давление в первом контуре	Давление над активной зоной	11JAA10CP803A,B,C 12JAA10CP803A,B,C
	Давление в компенсаторе давления	10JEF10CP001
	Давление в гидроемкостях	11JNG50CP801A,B,C 11JNG60CP801A,B,C 11JNG70CP801A,B,C 11JNG80CP801A,B,C 12JNG50CP801A,B,C 12JNG60CP801A,B,C 12JNG70CP801A,B,C 12JNG80CP801A,B,C
Расход насосов CAO3 ВД	Расходомеры	12JND21,22CF001 11JND11,12CF001
Расход насосов CAO3 НД	Расходомеры	12JNA21,22CF001 11JNA11,12CF001
Расход насосов подпитки первого контура	Расходомеры	10KBA31,32,33CF001 10KBA40CF001,002
Расход насоса 10FAK10AP001	Расходомеры	11FAK10CF001A,B,C
Температура теплоносителя первого контура	Температура на выходе из активной зоны	11,12JAA11,21,31CT702,742 11,12JAA11,21,31CT712,752

Параметр	Измерение	Датчик
		11,12JAA11,21,31СТ722,762 11,12JAA11,21,31СТ732,772
	Температура в горячих нитках	11JEC11,21,31,41СТ801А, В,С 12JEC11,21,31,41СТ801А, В,С 11JEC11,21,31,41СТ701-703 12JEC11,21,31,41СТ704-706
	Температура на выходе ТВС активной зоны по показаниям СВРД.КНИТУ СКУТ	1JAA23СТ001-007 (для СВРД 1JAA23JZ031) 2JAA23СТ001-007 (для СВРД 2JAA23JZ079) 1JAA33Т001-007 (для СВРД 1JAA33JZ099) 2JAA33Т001-007 (для СВРД 2JAA33JZ153)
Уровень в КД	Уровнемер	11,12JEF10CL801А,В,С 10JEF10CL002А,В,С,003,004
Уровень в реакторе	СКРД.КНИТУ	Индикатор уровня СВРД.КНИТУ
Уровень в БВ	Уровнемер	11,12JNA20CL001,002,004

Таблица 6.10 – Вспомогательная таблица при выполнении шага 13

Негативные последствия	Условия возникновения	Действия по ослаблению последствий
Угроза воспламенения водорода	Подача воды в первый контур	1) контролировать теплоотвод из атмосферы 3О, чтобы поддержать 3О в инертизованном состоянии (работой насосов спринклерных каналов поддерживать состояние взрывобезопасности под защитной оболочкой таким образом, чтобы положение мерцающей

		<p>точки на треугольной диаграмме Шапиро-Моффетти СККВ 10JMU соответствовало области 3 (состояние взрывобезопасности). В случае неработоспособности (отсутствии показаний) СККВ 10JMU на основании ВРС-3 «Оценка возможности дефлаграции водорода» поддерживать давление под защитной оболочкой между 0,265 МПа и 0,314 МПа);</p> <p>2) обратиться к ИТА-7 (ИСУ-3);</p> <p>3) увеличить насколько возможно подачу воды, чтобы уменьшить генерацию водорода;</p> <p>4) открыть ИПУ КД для инертизации атмосферы под защитной оболочкой;</p> <p>5) для инертизации атмосферы 3О рассмотреть возможность отключения СПОТ.</p>
Повреждение трубочки ПГ из-за высокотемпературной ползучести	Увеличение выхода продуктов деления через второй контур – активность во втором контуре	<p>1) изолировать дефектные ПГ по пару;</p> <p>2) открыть ИПУ КД;</p> <p>3) увеличить насколько возможно подачу воды, чтобы залить активную зону;</p> <p>4) увеличить подпитку дефектных ПГ.</p>

Таблица 6.11 – Долгосрочные проблемы, связанные с подачей воды в первый контур

Контролируемый параметр и требования к нему	Проблема	Восстановительные действия
Уровень в баке 11(12)JND10BV001– ВЫШЕ 0,4 м	Кавитация насоса	<p>1) использовать другой источник воды;</p> <p>2) заполнить бак с подаваемой водой;</p> <p>3) остановить насос, подающий воду;</p> <p>4) перевести всас насоса на приемок защитной оболочки.</p>
Датчик нейтронного по-	Повторная кри-	1) переключиться на источник

Контролируемый параметр и требования к нему	Проблема	Восстановительные действия
тока в пусковом диапазоне – ОТСУТСТВУЕТ ПЕРИОД РАЗГОНА В ПРОМЕЖУТОЧНОМ ДИАПАЗОНЕ	тичность (при падении дистиллята в систему продувки-подпитки, используемую для подачи воды в первый контур)	борированной воды – борировать первый контур; 2) уменьшить расход подаваемой воды, чтобы увеличить паросодержание в корпусе реактора.
Давление в первом контуре – ВЫШЕ ЗНАЧЕНИЯ, ПРИ КОТОРОМ НЕВОЗМОЖНА РАБОТА НАСОСА	Невозможность подачи воды в первый контур	1) уменьшить расход подаваемой воды; 2) открыть ИПУ КД или линию аварийного газоудаления; 3) использовать дополнительные возможности для снижения давления в первом контуре; 4) использовать альтернативные источники подачи воды.
Температура на выходе из активной зоны или в горячих нитках – УМЕНЬШАЕТСЯ	Теплоотвод от активной зоны	1) восстановить ЕЦ; 2) организовать режим "подпитка-сброс" по первому контуру.
Расход подаваемой воды – БОЛЬШЕ РАСХОДА, ОПРЕДЕЛЕННОГО В СООТВЕТСТВИИ С ВРС-2	Сохранение запаса воды	Если температура на выходе из активной зоны или в горячих нитках стабильна или уменьшается, снизить расход воды до уровня, предписанного в ВРС-2
Параметры работы насоса - ПРИЕМЛЕМЫЕ	Сохранение работоспособности оборудования	1) отремонтировать неработоспособное оборудование; 2) рассмотреть возможность использования резервного оборудования

ЛИТЕРАТУРА

1. НП-001-15 Общие положения обеспечения безопасности атомных станций, М., Ростехнадзор, 2015.
2. НП-082-07 Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций.
3. IAEA, Guidelines for Accident Analysis of WWER Nuclear Power Plants, IAEA-EBP-WWER-01, Vienna (1995).
4. IAEA Safety Standards Series. Safety of Nuclear Power Plants: Operation. Requirements, NS-R-2, 2000.
5. NUREG-0800. Standard review plan. 13.5.2.1 Operating and emergency operating procedures, 2007.
6. IAEA Safety Reports Series. Implementation of Accident Management Programmes in Nuclear Power Plants, No 32, 2004.
7. European Utility Requirements for LWR nuclear power plants, 2001.
8. НП-006-16 Требования к содержанию отчета по обоснованию безопасности блока атомной станции с реакторами типа ВВЭР.
9. NW20.В.120.1.0101&.022.НН.0001 АЭС-2006. Нововоронежская АЭС-2. Техническое задание на разработку проекта АЭС-2006 для условий площадки НВАЭС-2. ФГУП «Атомэнергопроект», Москва, 2006.
10. NW20.Е.120.1.0101&.022.НН.0002 Отчет. ВАБ первого уровня энергоблока № 1 НВАЭС-2 при работе на мощности и в стояночных режимах в связи с переходом на эксплуатацию в 18-ти месячном топливном (межремонтном) цикле. Книга 1. ВАБ уровня 1 для внутренних исходных событий при работе энергоблока на мощности. Приложение А. Отбор и группирование исходных событий. АО «Атомэнергопроект», Москва, 2020.
11. NW20.Е.120.1.0101&.022.НН.0001 Отчет. ВАБ первого уровня энергоблока № 1 НВАЭС-2 при работе на мощности и в стояночных режимах в связи с переходом на эксплуатацию в 18-ти месячном топливном (межремонтном) цикле. Книга 1. ВАБ уровня 1 для внутренних исходных событий при работе энергоблока на мощности. АО «Атомэнергопроект», Москва, 2020.
12. Тяньваньская АЭС. Вероятностный анализ безопасности первого уровня, заключительный отчет. ФГУП «Атомэнергопроект», Санкт-Петербург, 2003.
13. КК.О.О.00.ВAB.PRO03 «АЭС «Куданкулам». Блоки 1,2. Отчет по вероятностному анализу безопасности. Книга 1. Окончательный отчет. ФГУП «Атомэнергопроект», Москва, 2002.
14. Балаковская АЭС, энергоблок № 1. Вероятностный анализ без-

- опасности первого уровня. Книга 3. ФГУП «Атомэнергопроект», Москва, 2004.
15. В.П. Поваров, В.Ф. Украинцев, Д.Б. Стацура и др. Системы безопасности АЭС-2006. Воронеж 2020, ISBN 978-5-4420-0000-0. - 540с.
 16. Установка реакторная В-392М. Техническое задание на разработку технического проекта реакторной установки ВВЭР-1200, 392М-ТЗ-001. ФГУП ОКБ «ГИДРОПРЕСС», 2006.
 17. Установка реакторная В-392М. Обоснование классификации исходных событий для анализа проектных режимов и запроектных аварий, 392М Д65, ОКБ «ГИДРОПРЕСС», 2013.
 18. IAEA Development and Review of Plant Specific Emergency Operating Procedures: Safety Report Series No. 48.
 19. НП-061-05 Правила безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах использования атомной энергии.
 20. Технический отчет. Разработка методологии написания процедур по управлению запроектными авариями (процедур по восстановлению критических функций безопасности), ВНИИАЭС, 2007.
 21. Установка реакторная В-392М. Тематический отчет. Разработка расчетного обоснования ИЛА для группы режимов «Увеличение отвода тепла вторым контуром» 392М-Пр-860, ОКБ «ГИДРОПРЕСС».
 22. Установка реакторная В-392М. Тематический отчет. Разработка расчетного обоснования ИЛА для группы режимов «Уменьшение отвода тепла вторым контуром» 392М-Пр-861, ОКБ «ГИДРОПРЕСС».
 23. Установка реакторная В-392М. Тематический отчет. Разработка расчетного обоснования ИЛА для группы режимов «Уменьшение расхода теплоносителя первого контура» 392М-Пр-862, ОКБ «ГИДРОПРЕСС».
 24. Отчет. Разработка расчетного обоснования ИЛА для группы режимов «Аномалии реактивности и распределения мощности» инв. № 212-60/1-172-413, НИЦ «Курчатовский институт».
 25. Установка реакторная В-392М. Тематический отчет. Разработка расчетного обоснования ИЛА для группы режимов «Увеличение количества теплоносителя первого контура» 392М-Пр-903, ОКБ «ГИДРОПРЕСС».
 26. Установка реакторная В-392М. Тематический отчет. Разработка расчетного обоснования ИЛА для группы режимов «Уменьшение количества теплоносителя первого контура» 392М-Пр-904, ОКБ «ГИДРОПРЕСС».

27. Установка реакторная В-392М. Тематический отчёт. Разработка расчетного обоснования ИЛА для группы режимов «Ложная работа систем» 392М-Пр-905, ОКБ «ГИДРОПРЕСС».
28. Установка реакторная В-392М. Тематический отчёт. Анализ расчётного обоснования ИЛА и полученных исходных данных для разработки РУЗА с точки зрения эксплуатации» 392М-Пр-910, ОКБ «ГИДРОПРЕСС».
29. Установка реакторная В-392М. Предварительный перечень симптомов для деревьев состояний критических функций безопасности и стратегии управления авариями. 392М-Пр-856, ОКБ «ГИДРОПРЕСС».
30. Установка реакторная В-392М. Перечень определяющих режимов для расчётного обоснования действий по восстановлению критических функций безопасности. 392М-Пр-857, ОКБ «ГИДРОПРЕСС».
31. Отчёт. Разработка расчётного обоснования действий по восстановлению КФБ-1 «Подкритичность» (Редакция 2)» инв. № 212-56/1-114-114, НИЦ «Курчатовский институт».
32. Установка реакторная В-392М. Тематический отчёт. Расчётное обоснование действий по восстановлению критической функции безопасности «Охлаждение активной зоны» 392М-Пр-858, ОКБ «ГИДРОПРЕСС».
33. Установка реакторная В-392М. Тематический отчёт. Расчётное обоснование действий по восстановлению критической функции безопасности «Теплоотвод от первого контура» 392М-Пр-859, ОКБ «ГИДРОПРЕСС».
34. Установка реакторная В-392М. Тематический отчёт. Расчётное обоснование действий по восстановлению критической функции безопасности «Целостность первого контура» 392М-Пр-898, ОКБ «ГИДРОПРЕСС».
35. Отчет. Разработка расчетного обоснования действий по восстановлению КФБ-5 «Целостность гермооболочки» (Редакция 2), инв. № 212-56/1-36-214, НИЦ «Курчатовский институт», 2014.
36. Установка реакторная В-392М. Тематический отчёт. Расчётное обоснование действий по восстановлению критической функции безопасности «Запас теплоносителя первого контура» 392М-Пр-902, ОКБ «ГИДРОПРЕСС».
37. NW2O.B.120.&&&&&&&&&.022.HF.0001 «Тематический отчёт. Дополнительные материалы обоснования безопасности и управления авариями в проекте НВАЭС-2», АО «Атомэнергопроект».
38. Нововоронежская АЭС-2. Установка реакторная В-392М. Расчётный анализ режима с потерей всех источников переменного

тока с учётом организованных протечек через первый контур, без учёта действий оперативного персонала», ОКБ «ГИДРОПРЕСС».

39. Нововоронежская АЭС-2. Установка реакторная В-392М. Расчётный анализ режима с потерей всех источников переменного тока с точки зрения определения запаса времени до начала оголения топлива в бассейне выдержки и в реакторе (для состояния перегрузки топлива), ОКБ «ГИДРОПРЕСС».
40. Нововоронежская АЭС-2. Установка реакторная В-392М. Расчётный анализ режима с потерей всех источников переменного тока и одновременной течью теплоносителя вследствие разрыва «холодной» нитки ГЦТ с учётом действий оперативного персонала по обеспечению охлаждения активной зоны за пределами 24 ч.», ОКБ «ГИДРОПРЕСС».
41. Итоговый отчёт с результатами расчётного обоснования РУ-ЗА(Т) по теме: «Разработка расчётного обоснования «Руководства по управлению запроектными тяжёлыми авариями» (РУ-ЗА(Т)) энергоблоков № 1 и № 2 Нововоронежской АЭС-2», НИЦ «Курчатовский институт».
42. РБ-102-15 Руководство по безопасности при использовании атомной энергии «Рекомендации к структуре и содержанию руководства по управлению запроектными авариями, в том числе тяжёлыми авариями».
43. 50-P-10 Руководство по безопасности МАГАТЭ - IAEA Safety Series «Human Reliability Analysis in Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants», 1995 (на английском языке).
44. NUREG/CR-1278 (THERP). Swain, A.D., Guttman, H.E., «Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications», U.S. NRC (на английском языке).

**В.П. Поваров, С.Л. Витковский, Ю.А. Прудников,
Б.С. Крылов, М.В. Ваганов, Д.Б. Стацура, М.Ю. Тучков**

НАРУШЕНИЯ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС-2006

Формат 70×100/16. Подписано в печать 02.02.2024.
Усл. печ. л. 25,37. Печать цифровая. Бумага мелованная.
Гарнитура Arial. Тираж 200. Заказ 234.

Отпечатано в ООО Типография «Кварта»
394049, г. Воронеж, Московский проспект, 11/4.