

Результаты откорректированного ВАБ для АЭС повышенной безопасности с ВВЭР-1000

Ю.В.Швыряев, В.Б.Морозов, Г.В.Токмачев, Е.В.Байкова
ФГУП "Атомэнергопроект", Россия

Седьмой международный форум по обмену информации
"Анализ безопасности АЭС с реакторами типа ВВЭР и РБМК"
(ФОРУМ-7, 28-30 октября 2003, Словакия)

1 Введение

Вероятностные анализы безопасности (ВАБ) используются во ФГУП "Атомэнергопроект" (Россия) в качестве инструмента для выработки и принятия решений по повышению безопасности и для решения эксплуатационных вопросов действующих и проектируемых АЭС с ВВЭР.

К настоящему времени разработан и лицензирован в Госатомнадзоре РФ проект энергоблоков АЭС (АЭС-92) нового поколения с реакторной установкой ВВЭР-1000 (В-392). С использованием основных решений этого проекта разработаны проекты и начато сооружение энергоблока 1 Нововоронежской АЭС-2 (НВАЭС-2) и энергоблоков АЭС «Куданкулам» в Республике Индия.

Основными разработчиками этих проектов являются ФГУП «Атомэнергопроект» (головная организация), ОКБ «Гидропресс» (главный конструктор реакторной установки), РНЦ Курчатовский институт (научный руководитель).

В данном сообщении представлены результаты вероятностного анализа безопасности (ВАБ) 1-го уровня для 1-го энергоблока Нововоронежской АЭС-2. Объем ВАБ был ограничен внутренними исходными событиями, которые могут возникать при работе энергоблока на мощности и в стояночных режимах.

Первая редакция ВАБ для проекта энергоблока 1 Нововоронежской АЭС-2 была разработана ФГУП "Атомэнергопроект" (Россия) в 1996 г.

В 2001 г. на основе экспертизы проекта была разработана программа работ по реализации рекомендаций экспертного заключения для выполнения условий действия лицензии на сооружение первого блока второй очереди Нововоронежской АЭС.

В соответствии с этой программой для учета замечаний экспертного заключения НТЦ ЯРБ по ВАБ в 2003г. разработана новая откорректированная редакция ВАБ для энергоблока 1 НВАЭС-2. Корректировка ВАБ включала в себя следующие аспекты:

- Проведен анализ надежности управляющих систем безопасности,
- Проведен анализ надежности системы аварийной защиты реактора,
- Пересмотрена база данных по надежности с учетом опыта эксплуатации.

2 Краткая характеристика концепции безопасности

Концепция безопасности проекта АЭС-92 основывается на применении следующих инженерных принципов:

- принцип единичного отказа;
- принцип разнообразия;
- физическое разделение;
- обеспечение защиты от отказов по общей причине;
- обеспечение защиты от ошибочных действий персонала;
- расширенное применение систем пассивного принципа действия для выполнения функций безопасности;
- обеспечение защиты от внутривозрадных воздействий;
- обеспечение защиты от характерных для площадки АС внешних воздействий природного и техногенного характера;
- обеспечение более высокого уровня надежности выполнения функций безопасности с большой частотой требований;
- снижение до минимального уровня значений частот или вероятностей катастрофических отказов оборудования.

Задание требований к целевым значениям вероятностных показателей безопасности основывается на требованиях ОПБ-88/97. В соответствии с этими требованиями среднее значение частоты предельного аварийного выброса (ПАВ) не должно превышать величину $1,0E-7$ на реактор в год, а значение частоты повреждения активной зоны реактора (ПАЗ) не должно превышать величины $1,0E-5$ на реактор в год.

Основные проектные решения по безопасности для АЭС-92 принимались на основе анализа опыта эксплуатации и с учетом результатов вероятностных анализов безопасности (ВАБ) действующих блоков АЭС с реакторами В-320.

Концепция безопасности АЭС с РУ В-392 реализуется за счет применения следующих проектных решений:

1) Применение взаиморезервирующих пассивных и активных систем безопасности для выполнения основных функций безопасности, включая следующие системы:

- модернизированной системы аварийной защиты реактора (САЗ) с увеличенным вдвое по сравнению с В-320 количеством рабочих органов и системы быстрого ввода бора (СБВБ) для приведения реактора в подкритическое состояние и поддержание его в этом состоянии в широком диапазоне рабочих параметров. Пассивная СБВБ резервируют активную САЗ и по функции быстрого останова и по функции поддержания подкритичности;
- активной системы расхолаживания (САР) и пассивной системы аварийного отвода тепла (СПОТ) по 2-му контуру. При этом обе системы способны отводить тепло в течение неограниченного периода времени, в то время как для АЭС с В-320 САР может работать в течение ограниченного времени (порядка 30-40 часов), определяемого запасом теплоносителя в баках этой системы;
- активной системы аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ) и пассивной системой гидроемкостей 1-й и 2-й ступеней для поддержания запаса теплоносителя в активной зоне при течах из 1-го контура. При этом гидроемкости 2-й ступени совместно с гидроемкостями 1-й ступени резервируют САОЗ по функции поддержания запаса теплоносителя в активной зоне в течение 24 часов после начала аварии. Это время может быть использовано для восстановления работоспособности активной САОЗ в случае ее отказа;

Применение взаиморезервирующих активных и пассивных систем позволяет обеспечить высокий уровень надежности выполнения функций безопасности за счет снижения влияния отказов по общей причине (применение функционального и конструктивного разнообразия) и за счет снижения влияния ошибочных действий персонала (работа пассивных систем не требует каких-либо действий персонала).

Кроме того, в проекте активных систем безопасности применены дополнительные меры по снижению влияния отказов по общей причине и ошибочных действий персонала. В частности, в качестве дополнительной меры по защите от отказов по общей причине предусматривается использование отдельных каналов системы аварийного охлаждения активной зоны и системы аварийного отвода тепла через 2-ой контур для целей нормальной эксплуатации. Часть каналов этих систем непрерывно работают, а другие каналы находятся в режиме ожидания при работе блока на мощности. При этом большая

часть оборудования (насосов, арматуры и т.п.) работающих каналов находятся в таких же состояниях, которые требуются для выполнения заданных функций безопасности при возникновении аварийных ситуаций. Такое решение реализует принцип разнообразия режимов использования компонентов и позволяет повысить уровень готовности систем безопасности за счет исключения скрытых отказов работающих компонентов.

- 1) применение различных по конструкции компонентов (быстродействующих отсечных клапанов, изолирующих задвижек с электрическим или воздушным приводами) во взаиморезервирующих активных системах, выполняющих функции изоляции парогенераторов или защитной оболочки от окружающей среды.
- 2) Защита от ошибочных действий персонала для активных систем безопасности обеспечивается за счет более высокого уровня автоматизации по управлению этими системами, когда требуется их действие в переходных и аварийных режимах, а также за счет использования пассивных систем, не требующих управляющих действий.
- 3) Принятие ряда мер по снижению частот исходных событий с течами 1-го контура:
 - применение «концепции течи перед разрывом», что должно обеспечить снижение значений частот больших течей из 1-го контура, и частот разрушения коллекторов ПГ и корпусного оборудования до пренебрежительно низких значений,
 - применение нового главного циркуляционного насоса, который может работать без повреждений в течение не менее 24 часов при условиях потери запирающей и охлаждающей воды; эта мера позволила исключить из рассмотрения течи через уплотнения ГЦН,
 - усовершенствование конструкции парогенераторов (ПГ), что обеспечивает существенное снижение частот течей через теплообменные трубки и коллекторы ПГ,
 - применение предохранительных клапанов, способных работать на пароводяной смеси.
- 4) Применение двойного железобетонного контейнента с пассивной системой удаления водорода, системой вентиляции и очистки среды из объема кольцевого зазора между первичным и вторичным контейнментом, спринклерной системой и системой удержания расплавленной активной зоны (ловушкой для расплавленного ядерного топлива) обеспечивает снижение выбросов и снижение размеров санитарно-защитной зоны для проектных аварий и предотвращает превышение предельного аварийного выброса для запроектных аварий, включая тяжелые аварии с полным расплавлением ядерного топлива.

Следует отметить, что к настоящему времени конструкция и эффективность новых элементов и оборудования систем безопасности (теплообменников и шиберов СПОТ, инжекторов САОЗ, пассивных рекомбинаторов в системе удаления водорода и других элементов) полностью обоснована экспериментальными и расчетными исследованиями.

3 Особенности моделирования АСУ ТП в рамках ВАБ

Для НВАЭС-2 были разработаны автоматизированные системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) нового поколения с использованием программируемых технических средств. Одной из целей данного сообщения является представление анализа надежности АСУ ТП, проведенного в рамках откорректированного ВАБ.

В составе ВАБ были выполнены анализы надежности управляющих систем безопасности в следующем объеме:

- система защиты и управления реакторной установки, которая выполняет функцию аварийного останова реактора (аварийной защиты) и поддержания его в подкритическом состоянии. Управляющая часть системы аварийной защиты выполнена в виде двух независимых комплектов для нейтронных и локальных параметров зоны и четырех комплектов для технологических, электрических и сейсмических параметров.
- управляющую систему безопасности АСУ ТП, которая предназначена для аварийного расхолаживания реакторной установки, контроля и управления в процессе расхолаживания и удержания этого режима. Система управления системами безопасности выполнена в виде четырех независимых комплектов. Один комплект управляет одним каналом систем безопасности энергоблока.

Эти две управляющие системы независимы друг от друга. Обе системы состоят из иницирующей части, обеспечивающей контроль параметров и выдачу команд при аварийной ситуации, и исполнительной части.

В состав каждого комплекта управляющих систем входит три идентичных канала формирования сигнала защиты (принцип мажоритарного резервирования «2 из 3»).

При разработке деревьев отказов были рассмотрены отказы следующих элементов каналов АСУ ТП:

- аппаратные средства каналов защит (АКНП, АЗТП, АЛОС и АРС),
- элементы системы внутриреакторного контроля (внутриреакторные измерительные каналы, программно-технические комплексы),

- функциональные программируемые модули ТПТС (модули обработки двоичных сигналов, аналогового ввода, индивидуального управления и т.п.),
- датчики,
- реле.

Определение показателей надежности

Для определения показателей надёжности отдельных элементов АСУ ТП по отношению к различным видам отказов, в том числе для тех случаев, когда указанные виды отказов элементов приводят к разным последствиям работы схемы, были применены особые подходы, в частности:

- Рассмотрение каждого канала аппаратных средств как сложной системы, состоящей из отдельных функциональных модулей,
- Учет в каждом канале аппаратных средств схемы работы модулей контроля исправности,
- Применение марковской расчётной модели,
- Разделение неработоспособных состояний на ложные срабатывания, явные и скрытые отказы,
- Разделение канала защиты на восстанавливаемую и невосстанавливаемую части.

Анализ отказов по общим причинам

При проведении анализа отказов по общим причинам была использована модель бета-фактора. Для определения групп отказов по общим причинам принят следующий подход:

- Для каждого комплекта аппаратуры, соответствующего каналу безопасности, рассмотрены группы резервированных однотипных элементов применительно как к явным, так и скрытым отказам. Для определения параметра бета использовались обобщённые данные (0.05). Предполагалось, что эта величина учитывает как общность конструкции, так и общность расположения и условий обслуживания, которая чувствительна внешней среде, а значит, может привести к одновременным отказам любого типа.
- При моделировании отказов по общей причине для групп однотипных элементов из разных комплектов, предполагалось, что такие отказы могут быть обусловлены только общностью конструкции. Вследствие такой причины практически невозможно их мгновенное возникновение. С другой стороны, явные отказы после обнаружения практически сразу восстанавливаются. Поэтому отказы по общим причинам для всех комплектов рассматривались только по отношению к скрытым отказам. Значение

параметра бета-фактора было принято в 10 раз меньше, чем для групп, относящихся к одному комплекту аппаратуры. При выборе указанной величины было также учтено, что скрытый отказ одного канала аппаратуры представляет собой наложение отказов двух неоднотипных элементов (один из которых является тестирующим блоком). Вследствие этого множественный скрытый отказ аппаратуры разных комплектов возможен вследствие реализации как минимум двух различных общих причин: одной - для тестирующих блоков и другой - для однотипных функциональных модулей, что крайне маловероятно.

Анализ надежности программного обеспечения

При разработке проекта АСУ ТП использованы программируемые модули. Надежность функционирования программируемых средств обуславливается как надежностью самих технических средств, включающей надежность аппаратно реализованной (жесткой) логики, так и надежностью программного обеспечения.

В соответствии с требованиями основного нормативного документа Госатомнадзора России ОПБ-88/97 проекты управляющих систем безопасности должны содержать анализ надежности программного обеспечения.

Анализ надежности программного обеспечения выполнен только для модулей программируемых технических средств типа "ТПТС". Остальные средства автоматики программируются по принципу жесткой (аппаратно реализованной) логики, поэтому отказы «программного обеспечения» таких средств во время эксплуатации рассматривались в границах надежности самих средств.

При анализе надежности программного обеспечения ТПТС в модели рассмотрены два вида отказов программного обеспечения: сбои и общие ошибки программирования, потенциально приводящие к невыполнению функций ТПТС сразу в нескольких каналах комплекта АСУ ТП.

Для оценки показателей надежности программного обеспечения средств ТПТС был изучен опыт эксплуатации их аналогов, и проведен сбор информации по фактам отказов программного обеспечения модулей на действующих блоках. Так как модули ТПТС не установлены на действующих АЭС, то в качестве источника информации был использован опыт эксплуатации функционально-системных модулей ТПТС, выполняющих функции защит на тепловых электростанциях и ТЭЦ. Интенсивность сбоев программного обеспечения модулей, которая составляет $2,2 \cdot 10^{-7}$ 1/ч, получена для нулевой статистики с использованием теоремы Байеса в предположении неинформативного априорного распределения.

Дополнительно к событиям этого типа рассмотрены программистские ошибки глобального характера, которые приводят к отказу всего программного обеспечения модулей ТПТС комплекта по общей причине при реализации не предусмотренных при программировании конфигураций и граничных условий. Предполагалось, что такие отказы по общей причине возможны только в отношении скрытых отказов типа «несрабатывание». Вероятность такого глобального отказа не может быть оценена из опыта эксплуатации в силу малой вероятности и оценена экспертно равной $1,0E-5$ на требование.

Глобальные отказы программного обеспечения модулей ТПТС всех комплектов АСУ ТП не рассматриваются, поскольку в проекте предусматриваются меры для их исключения, в частности:

- Контроль разработки и качества программного обеспечения,
- Привлечение независимых групп специалистов для разработки программного обеспечения аппаратных средств разных комплектов АСУ ТП.

4 Результаты ВАБ

Для разработки интегральной модели и проведения количественных оценок была использована компьютерная программа Risk Spectrum, версия 2.10.

В таблице 4-1 приведены результаты оценок частот повреждения активной зоны для рассмотренных групп внутренних исходных событий (ИС). Суммарное по всем внутренним исходным событиям значения частоты ПАЗ составляет величину $\sim 6,70 \cdot 10^{-8}$ 1/год. На рисунках 4-1 и 4-2 приведено графическое представление распределения частоты ПАЗ по группам ИС и категориям ИС.

Наибольшие вклады в это значение частоты ПАЗ вносят исходные события с нарушением нормального отвода тепла ($\sim 67\%$) и обесточивания ($\sim 18\%$), которые могут возникать при нахождении блока в стояночном режиме с разгерметизированным и дренированным ниже отметки главного разъема реактором. Другими самыми значимыми вкладчиками являются течь из первого контура во второй (4%), потеря нормального отвода тепла по второму контуру (4%) и течь паропроводов в неотсекаемой от ПГ части (2%), которые могут возникать при работе реактора на мощности.

Суммарный вклад от течей из первого контура в объем защитной оболочки составляет $\sim 1,2\%$. Суммарный вклад от исходных событий без течей первого контура, которые могут возникать при работе реактора на мощности, составил около 10%.

Таблица 4-1 Вклад в частоту ПАЗ от различных групп внутренних событий

Описание ИС	Код ИС	Частота ИС, 1/год	Частота ПАЗ, 1/год	Относительный вклад, %
Течи 1 контура при работе реактора на мощности				
Малая течь Ду <50 мм	S-LOCA	3,29E-03	3,28E-10	0,5%
Средняя течь 50<Ду<150 мм	M-LOCA	5,30E-04	5,12E-11	0,1%
Большая течь Ду>150 мм	L-LOCA	6,46E-04	3,96E-10	0,6%
Течь из первого контура во второй	<u>1-2</u>	<u>3,60E-03</u>	<u>2,73E-09</u>	<u>4,1%</u>
		8,07E-03	3,51E-09	5,2%
Переходные процессы при работе реактора на мощности				
Обесточивание	LOOP	7,10E-02	6,03E-10	0,9%
Потеря нормального отвода тепла через второй контур	<u>NOT</u>	<u>3,90E-01</u>	<u>2,79E-09</u>	<u>4,1%</u>
Разрыв паропровода в неотсекаемой части	<u>TECH-NTP</u>	<u>3,90E-03</u>	<u>1,52E-09</u>	<u>2,3%</u>
Разрыв паропровода в отсекаемой части	<u>TECH-OTP</u>	3,60E-03	7,34E-10	1,1%
Срабатывание аварийной защиты	AZ	1,10E+00	8,06E-10	1,2%
		1,57E+00	6,45E-09	9,6%
Переходные процессы при разуплотненном реакторе				
Нарушение отвода тепла при разуплотненном реакторе	<u>NOT-RAZ</u>	<u>5,00E-03</u>	<u>4,53E-08</u>	<u>67,3%</u>
Обесточивание при разуплотненном реакторе	<u>LOOP-RAZ</u>	<u>2,30E-03</u>	<u>1,22E-08</u>	<u>18,1%</u>
		7,30E-03	5,75E-08	85,3%
Частота ПАЗ			<u>6,73E-08</u>	

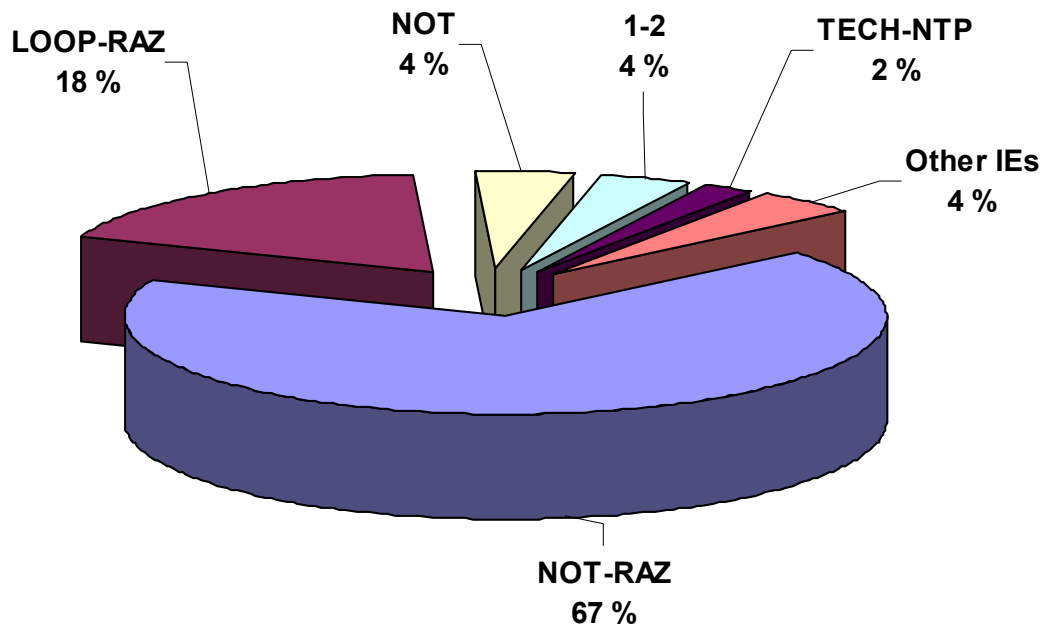


Рис. 4-1 Распределение частоты ПАЗ по отдельным группам ИС

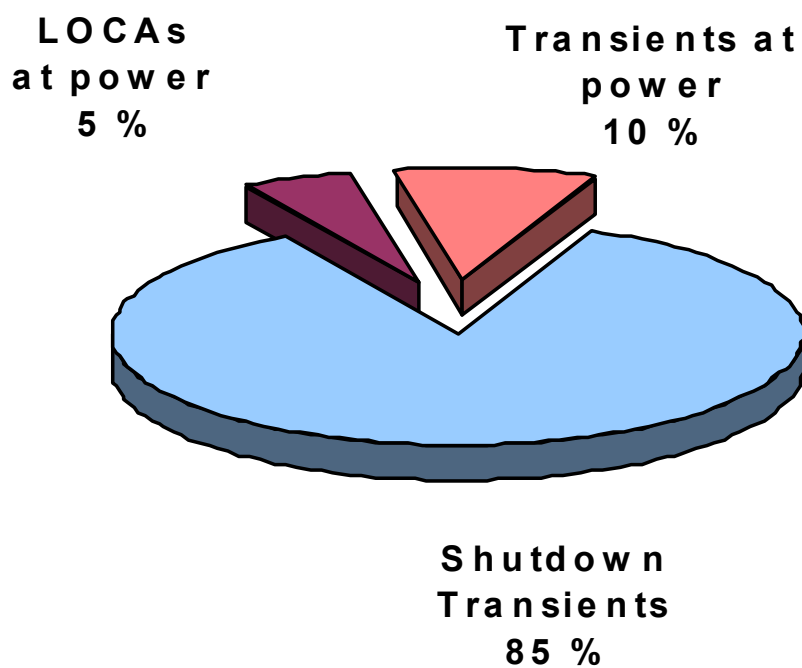


Рис. 4-2 Распределение частоты ПАЗ по категориям групп ИС

В рамках настоящего анализа была проведена оценка частоты конечного состояния с отказом системы аварийной защиты реактора (АТWS). В результате расчетов частота АТWS составила $6,9E-17$ 1/год. Такой результат показывает пренебрежительно малое влияние отказов системы аварийной защиты на частоту повреждения активной зоны. Это объясняется резервированием функции системы аварийной защиты системой быстрого ввода бора.

В таблице 4-2 приведены вклады в частоту ПАЗ от различных категорий состояний с повреждением активной зоны. Эти результаты отображены на рисунке 4-3.

Таблица 4-2 Вклад в частоту ПАЗ от различных категорий состояний с ПАЗ

Категория состояний с ПАЗ	Исходные события	Вклад в частоту ПАЗ	
		абсолютный 1/год	относительный
Повреждение активной зоны при высоком давлении в реакторной установке	Остановка реактора, нарушение отвода тепла по второму контуру, обесточивание, разрывы трубопроводов второго контура при работе реактора на мощности	$5,68E-09$	8,4 %
Повреждение активной зоны при низком давлении в РУ	Течи из первого контура в объем защитной оболочки (малая, средняя, большая)	$7,55E-10$	1,1 %
Повреждение активной зоны при течах из первого контура во второй контур с выбросом выделяющихся радиоактивных продуктов за пределы защитной оболочки	Течи из первого контура во второй контур	$3,50E-09$	5,2 %
Повреждение активной зоны в стояночных режимах	Обесточивание и нарушение нормального отвода тепла при разгерметизированном реакторе	$5,75E-08$	85,2%

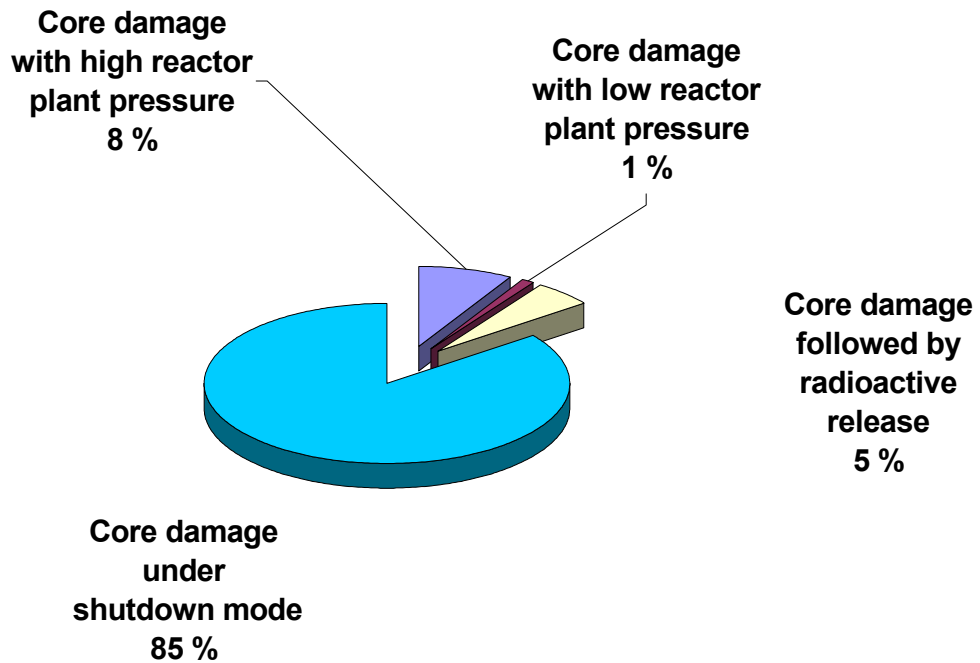


Рис. 4-3 Распределение частоты ПАЗ по отдельным категориям конечного состояния

Анализ значимости показал следующие результаты:

- Общий вклад ошибок персонала составил ~ 89 %.
- Общий вклад отказов по общим причинам составил ~ 27 %.
- Общий вклад ошибок элементов систем управления составил ~ 3,5 %.

В таблице 4-3 приведено сравнение вкладов в частоты ПАЗ от различных групп внутренних ИС для проекта НВАЭС-2 с реактором В-392 и блока 1 Балаковской АЭС с реактором В-320. Следует отметить, что результаты оценок частот ПАЗ по обоим блокам получены с применением исходных данных, полученных на основе сбора данных по опыту эксплуатации блоков с ВВЭР-1000. Поэтому сравнительный анализ результатов является вполне корректным, и он отражает главным образом принципиальные различия в проектных решениях по структуре, принципах действия и режимах использования систем безопасности между проектами. Как видно из таблицы 4-3, суммарные для групп внутренних ИС значение частоты ПАЗ для блока 1 НВАЭС-2 ниже, чем для блока 1 БалАЭС примерно в 1200 раз.

Основной эффект по снижению частоты ПАЗ для блока 1 НВ АЭС-2 по сравнению с АЭС с В-320 достигнут за счет принципиально новых проектных решений, принятых для проекта РУ В-392.

Таблица 4-3 Сравнение результатов для блока 1 НВ АЭС с реактором В-392 и блока 1 Балаковской АЭС с реактором В-320

Описание ИС	НВ АЭС-2, В-392		БалАЭС, В-320	
	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад, %	Частота ПАЗ, 1/год	Вклад, %
Малая течь Ду <50 мм	3,28E-10	<1	2,48E-6	3
Средняя течь 50<Ду<150 мм	5,12E-11	<1	1,24E-7	<1
Большая течь Ду>150 мм	3,96E-10	<1	1,31E-7	<1
Течь из первого контура во второй	2,73E-09	4,1	1,15E-5	14
Обесточивание	6,03E-10	<1	4,22E-5	51
Потеря нормального отвода тепла через второй контур	2,79E-09	4,1	2,39E-5	29
Разрыв паропровода в неотсекаемой части	1,52E-09	2,3	3,14E-8	<1
Разрыв паропровода в отсекаемой части	7,34E-10	1,1	2,00E-7	<1
Срабатывание аварийной защиты	8,06E-10	1,2	7,53E-7	1
Нарушение отвода тепла при разуплотненном реакторе	4,53E-08	67,3	1,33E-6	2
Обесточивание при разуплотненном реакторе	1,22E-08	18,1	5,75E-7	1
Частота ПАЗ	<u>6,73E-08</u>		<u>8,29E-5</u>	

5 Выводы

На основе выполненных вероятностных анализов безопасности первого уровня для внутренних исходных событий при работе реактора на мощности и стояночных режимах можно сделать следующие выводы.

- 1) Значение суммарной по всем аварийным последовательностям частоты ПАЗ составляет примерно $6,73 \cdot 10^{-8}$ 1/год, что примерно в 150 раз ниже значения целевого показателя 10^{-5} 1/год, определенного в ОПБ-88/97.
- 2) Результаты показывают достаточно низкий вклад исходных событий аварий с течами 1-го контура ($3,51 \cdot 10^{-9}$ 1/год, 5% от общего результата). Здесь следует отметить следующее. Откорректированный ВАБ выполнялся без изменения части ограничений анализа, принятых для первой версии ВАБ в 1996 году. Во-первых, перечень исходных событий, в том числе с течами 1-го контура несколько ограничен по сравнению с современными требованиями. Во-вторых, учитывались проектные решения по ряду функций безопасности, которые предполагали более оптимистичные критерии успеха по сравнению с критериями, принятыми для ВАБ других аналогичных АЭС с ВВЭР-1000, разрабатываемых во ФГУП «Атомэнергопроект» на более поздний период. В частности, оптимистичность оценки частоты ПАЗ для течей 1-го контура объясняется в первую очередь оптимистическим критерием успеха для систем гидроемкостей, принятым для проекта 2-й очереди НВАЭС (2/4 для 1-й ступени и 3/4 для 2-й ступени гидроемкостей). В ВАБ других аналогичных АЭС с ВВЭР-1000, разрабатываемых во ФГУП «Атомэнергопроект», приняты более консервативные критерии: требуется работа всех гидроемкостей 2-й ступени. Анализ чувствительности представленных в докладе результатов показывает, что увеличение частоты ПАЗ при течах 1-го контура в 10 раз может привести к увеличению общего результата примерно до $1,02 \cdot 10^{-7}$ 1/год. В настоящее время проводятся ряд исследований в обосновании критериев успехов функций безопасности для проекта АЭС-92. Результаты этих исследований позволят более достоверно оценить реалистичность полученных оценок частоты ПАЗ. Поэтому полученные результаты следует рассматривать как предварительные.

- 3) В проекте обеспечена более глубокая защита от отказов по общей причине по сравнению с действующими АЭС с ВВЭР-1000, что обеспечивает, в свою очередь, достижение качественно нового уровня безопасности для АЭС нового поколения
- 4) Эффективность принятых в проекте решений подтверждается значительным снижением суммарного значения частоты ПАЗ при работе блока на мощности, что привело к изменению профиля риска.
- 5) Следует отметить, что вклад в частоту ПАЗ от ошибок персонала при работе на мощности незначительный, а общая значимость ошибок персонала для суммарного результата анализа целиком определяется вероятностью невыполнения одной функции, используемой только на остановленном блоке. Значение оценки указанной вероятности ошибки персонала в дальнейшем может быть снижено на стадии сооружения блока на основе разработки детальных инструкций действий персонала при данной аварии. Вместе с тем, абсолютное значение частоты повреждения активной зоны из-за комбинации ошибок персонала и отказов оборудования уже сейчас более чем в 150 раз ниже значения целевого показателя ОПБ-88/97.
- 6) Низкий вклад отказов автоматики во многом объясняется доминированием в общем результате аварийной последовательности с нарушением отвода тепла на остановленном блоке, когда подключение резервного канала САОЗ производится оператором. В дальнейшем при прогнозируемом снижении вероятности ошибки персонала при данном действии и, соответственно, суммарной частоты ПАЗ относительный вклад автоматики в частоту ПАЗ может увеличиться и составить по экспертным оценкам от 10 до 15 %.