РОСЭНЕРГОАТОМ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДИВИЗИОН РОСАТОМА

Открытое акционерное общество
«Российский концерн по производству электрической
и тепловой энергии на атомных станциях»

(ОАО «Концерн Росэнергоатом»)

ПРИКАЗ

02.12.2015 № 9/1341-П

Москва

О введении в действие
СТО 1.1.1.04.001.0143-2015

В целях поддержания актуального состояния нормативных документов, регламентирующих деятельность по подготовке годовых отчетов по оценке состояния безопасной эксплуатации энергоблоков атомных станций (далее – годовой отчет), произведен плановый пересмотр СТО 1.1.1.04.001.0143-2009 с учетом накопленного опыта его применения и рекомендаций Ростехнадзора с разработкой новой редакции.

На основании изложенного

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Ввести в действие с 21.03.2016 СТО 1.1.1.04.001.0143-2015 «Положение о годовых отчетах состояния безопасной эксплуатации энергоблоков атомных станций» (далее – СТО 1.1.1.04.001.0143-2015, приложение).

2. Заместителям Генерального директора – директорам филиалов ОАО «Концерн Росэнергоатом» – действующих атомных станций и руководителям структурных подразделений центрального аппарата ОАО «Концерн Росэнергоатом» принять СТО 1.1.1.04.001.0143-2015 к руководству и исполнению.

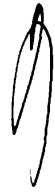
3. Департаменту планирования производства, модернизации и продления срока эксплуатации (Дементьев А.А.) – внести в установленном порядке СТО 1.1.1.04.001.0143-2015 в Указатель технических документов, регламентирующих обеспечение безопасности на всех этапах жизненного цикла атомных станций (обязательных и рекомендуемых к использованию).

4. Признать утратившими силу с 21.03.2016 приказы ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 21.12.2009 № 1394 «О введении в действие СТО 1.1.1.04.0143-2009», от 17.06.2014 № 9/651-П «Об утверждении и введении в действие Изменения № 1 в СТО 1.1.1.04.0143-2009», от 01.08.2014 № 9/834-П «Об утверждении и

gost.e-ecolog.ru

введении в действие Изменения № 2 в СТО 1.1.1.04.0143-2009» и от 26.12.2014 № 9/1410-П «Об утверждении и введении в действие Изменения № 3 в СТО 1.1.1.04.0143-2009».

Генеральный директор А.Ю. Петров



О.Ю. Ларин
+7 (495) 710-55-20

Приложение к приказу
ОАО «Концерн Росэнергоатом»
от 02.12.2015 № 9/1341-П

РОСЭНЕРГОАТОМ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДИВИЗИОН РОСАТОМА

Открытое акционерное общество
«Российский концерн по производству электрической
и тепловой энергии на атомных станциях»

(ОАО «Концерн Росэнергоатом»)

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель Генерального
директора по эксплуатации АЭС в РФ

А.В. Шутиков
«23» 11 2015

Стандарт организации **СТО 1.1.1.04.001.0143-2015**

ПОЛОЖЕНИЕ О ГОДОВЫХ ОТЧЕТАХ ПО ОЦЕНКЕ СОСТОЯНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

Лист согласования

СТО 1.1.1.04.001.0143-2015 "Положение о годовых отчетах по оценке состояния безопасной эксплуатации энергоблоков атомных станций"

Заместитель Генерального директора - директор по производству и эксплуатации АЭС — А.Г. Жуков

Заместитель директора по производству и эксплуатации АЭС - директор Департамента контроля безопасности и производства — В.И. Верпета

Заместитель директора по производству и эксплуатации АЭС - директор Департамента планирования производства, модернизации и продления срока эксплуатации — А.А. Дементьев

Заместитель директора по производству и эксплуатации АЭС - директор Департамента инженерной поддержки — Ю.П. Тетерин

Заместитель директора по производству и эксплуатации АЭС - директор Департамента противоаварийной готовности и радиационной защиты — В.Е. Хлебцевич

и.о. Заместитель директора по производству и эксплуатации АЭС - директор Департамента по техническому обслуживанию, ремонту и монтажу АЭС — А.Г. Крупский

и.о. Директор Департамента по эксплуатации АЭС с реакторами ВВЭР — Ю.М. Марков

Директор Департамента по эксплуатации АЭС с канальными и быстрыми реакторами — А.А. Быстриков

Руководитель Управления охраны труда и защиты персонала — А.Ю. Можгинский

Директор по качеству — В.Н. Блинков

Нормоконтролер — Н.Г. Пересветова

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Всероссийский научно-исследовательский институт по эксплуатации атомных электростанций» (АО «ВНИИАЭС»).

2 ВНЕСЕН Департаментом контроля безопасности и производства.

3 ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом ОАО «Концерн Росэнергоатом» от _____№_____

4 ВВЕДЕН ВЗАМЕН СТО 1.1.1.04.001.0143-2009.

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 4
4 Обозначения и сокращения 8
5 Общие положения 13
6 Требования к построению и изложению Годового отчета АС 19
6.1 Элементы Годового отчета АС 19
6.2 Разделы Годового отчета АС 20
7 Содержание разделов Годового отчета для действующих энергоблоков АС 22
7.1 Общая характеристика работы энергоблока (раздел 1) 22
7.2 Состояние системы физических барьеров (раздел 2) 24
7.2.1 Герметичность твэлов 24
7.2.2 Герметичность контура теплоносителя реактора 39
7.2.3 Состояние системы герметичных ограждений 40
7.3 Состояние систем по защите барьеров и сохранению их эффективности (раздел 3) 40
7.3.1 Состояние систем безопасности 41
7.3.2 Устойчивость работы энергоблока 48
7.3.3 Контроль выработки проектного ресурса основного оборудования энергоблока 52
7.3.4 Характеристика водно-химических режимов контуров энергоблока 75
7.3.5 Техническое обслуживание и ремонт 81
7.3.6 Эксплуатационный контроль металла 83
7.3.7 Состояние культуры безопасности 83
7.4 Состояние радиационной безопасности и охраны окружающей среды (раздел 4) 87
7.4.1 Эффективность радиационной защиты населения и окружающей среды 87

7.4.2 Уровень радиационной защиты персонала 90
7.4.3 Обращение с отработавшим ядерным топливом 94
7.4.4 Хранение и переработка радиоактивных отходов 102
7.4.5 Оценка состояния охраны окружающей среды на АС 106
7.5 Финансовые и людские ресурсы (раздел 5) 109
7.6 Состояние ядерной безопасности, физической и противопожарной защиты (раздел 6) 109
7.6.1 Состояние ядерной безопасности и физической защиты 109
7.6.2 Состояние противопожарной защиты 109
7.7 Оценка факторов, влияющих на безопасность энергоблока (раздел 7) 111
7.7.1 Отступления от федеральных норм и правил в области использования атомной энергии 111
7.7.2 Организация эксплуатации энергоблока 111
7.7.3 Безопасность энергоблока при эксплуатации 114
7.7.4 Показатель потерь рабочего времени в результате несчастных случаев 116
7.7.5 Результаты инспекций деятельности АС по контролю безопасности 116
7.8 Общая оценка состояния безопасной эксплуатации энергоблока (раздел 8) 118
8 Содержание разделов Годового отчета для энергоблоков АС, остановленных для вывода из эксплуатации 120
8.1 Общая характеристика энергоблока (раздел 1) 120
8.2 Состояние системы физических барьеров (раздел 2) 122
8.2.1 Герметичность твэлов 122
8.2.2 Герметичность контура теплоносителя реактора 122
8.2.3 Состояние системы герметичных ограждений 122
8.3 Оценка состояния систем по защите барьеров и сохранению их эффективности (раздел 3) 123
8.3.1 Состояние систем безопасности 123

8.3.2 Техническое обслуживание и ремонт 124
8.3.3 Эксплуатационный контроль металла 126
8.3.4 Демонтажные работы и дезактивация систем и строительных конструкций 127
8.3.5 Анализ нарушений в работе АС 128
8.3.6 Состояние культуры безопасности 130
8.4 Состояние радиационной безопасности (раздел 4) 133
8.4.1 Эффективность радиационной защиты населения и окружающей среды 133
8.4.2 Уровень радиационной защиты персонала 138
8.4.3 Обращение с отработавшим ядерным топливом 141
8.4.4 Хранение и переработка радиоактивных отходов 144
8.5 Финансовые и людские ресурсы (раздел 5) 148
8.6 Состояние ядерной безопасности, физической и противопожарной защиты (раздел 6) 148
8.6.1 Состояние ядерной безопасности и физической защиты 148
8.6.2 Состояние противопожарной защиты 148
8.7 Оценка факторов, влияющих на безопасность энергоблока (раздел 7) 150
8.7.1 Отступления от федеральных норм и правил в области использования атомной энергии 150
8.7.2 Организация эксплуатации энергоблока 150
8.7.3 Безопасность энергоблока при эксплуатации 153
8.7.4 Результаты инспекций деятельности АС по контролю безопасности 154
8.8 Общая оценка состояния безопасной эксплуатации энергоблока (раздел 8) 158
Приложение А (обязательное) Показатели, применяемые для оценки состояния безопасной эксплуатации энергоблоков АС 161
Приложение Б (обязательное) Показатели эффективности работы энергоблока 188

Приложение В (обязательное) Показатели герметичности тепловыделяющих элементов 193
Приложение Г (обязательное) Показатели герметичности контура теплоносителя реактора 204
Приложение Д (обязательное) Показатели состояния систем безопасности 205
Приложение Е (обязательное) Показатель устойчивости работы энергоблока 213
Приложение Ж (обязательное) Показатель качества технического обслуживания и ремонта 214
Приложение И (обязательное) Показатели нарушений в работе АС и неправильных действий персонала 215
Приложение К (обязательное) Показатели эффективности радиационной защиты населения и окружающей среды 216
Приложение Л (обязательное) Показатели уровня радиационной защиты персонала и охраны окружающей среды на АС 217
Приложение М (обязательное) Показатели количества и условий обращения с радиоактивными отходами 219
Приложение Н (обязательное) Показатели потерь рабочего времени в результате несчастных случаев 221
Приложение П (обязательное) Анализ состояния безопасности энергоблоков АС на основе показателей безопасной эксплуатации 222
Библиография 231

Стандарт организации

ПОЛОЖЕНИЕ О ГОДОВЫХ ОТЧЕТАХ ПО ОЦЕНКЕ СОСТОЯНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

Дата введения -

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает систему количественных и качественных показателей состояния безопасной эксплуатации энергоблоков атомных станций; содержание, формы и сроки представления эксплуатационной информации, необходимой для оценки безопасной эксплуатации энергоблока; структуру годового отчета по оценке состояния безопасной эксплуатации энергоблока; порядок представления и утверждения годовых отчетов; методики расчета показателей, характеризующих состояние безопасной эксплуатации энергоблоков.

Настоящий стандарт распространяется на энергоблоки атомных станций (АС) ОАО «Концерн Росэнергоатом» (далее – Концерн) со всеми типами энергетических реакторных установок, включая энергоблоки, остановленные для вывода из эксплуатации.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы:

НП-001-97 Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88/97)

НП-002-15 Правила безопасности при обращении с радиоактивными отходами атомных станций

НП-004-08 Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций

НП-005-98 Положение о порядке объявления аварийной обстановки, оперативной передачи информации и организации экстренной помощи атомным станциям в случае радиационно-опасных ситуаций

НП-012-99 Правила обеспечения безопасности при выводе из эксплуатации блока атомной станции

НП-019-15 Сбор, переработка, хранение и кондиционирование жидких радиоактивных отходов. Требования безопасности

НП-020-2015 Сбор, переработка, хранение и кондиционирование твердых радиоактивных отходов. Требования безопасности

НП-036-05 Правила устройства и эксплуатации систем вентиляции, важных для безопасности, атомных станций

НП-058-14 Безопасность при обращении с радиоактивными отходами. Общие положения

НП-061-05 Правила безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах использования атомной энергии

НП-082-07 Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций

НП-090-11 Требования к программам обеспечения качества для объектов использования атомной энергии

НП-091-14 Обеспечение безопасности при выводе из эксплуатации объектов использования атомной энергии. Общие положения

НП-093-14 Критерии приемлемости радиоактивных отходов для захоронения

ППБ-АС-2011 Правила пожарной безопасности при эксплуатации атомных станций

СанПиН 2.6.1.24-03 Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций (СП АС-03)

СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009)

СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010)

СП 2.6.1.28-2000 Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций (ПРБ АС-99)

СП 2.6.1.2205-07 Обеспечение радиационной безопасности при выводе из эксплуатации блока атомной станции. Санитарные правила СП ВЭ БАС-07

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

МУ 1.2.1.16.0104-2012 Методические указания по составлению технического отчета об эффективности и тепловой экономичности работы атомной электростанции

РД ЭО 1.1.2.25.0962-2014 Комплексное обследование блока атомной станции для подготовки и вывода из эксплуатации. Общие требования

РД ЭО 1.1.2.01.0152-2013 Организация отраслевой информационно-аналитической системы ОАО «Концерн Росэнергоатом» по опыту эксплуатации атомных станций. Основные положения

РД ЭО 1.1.2.01.0013-2014 Подготовка и вывод из эксплуатации блока атомной станции. Основные положения

РД ЭО 1.1.2.01.0163-2013 Положение об организации расследования значимых для безопасности и надежности событий на атомных станциях ОАО «Концерн Росэнергоатом»

РД ЭО 0194-00 Методические указания по сбору, обработке и использованию информации по опыту эксплуатации атомных станций

РД ЭО 0631-2006 Сборки тепловыделяющие ядерных реакторов типа ВВЭР. Подготовка и обработка исходных данных для расчета показателя герметичности ядерного топлива ВАО АЭС

СТО 1.1.1.01.002.0646-2012 Анализ и использование опыта эксплуатации атомных станций. Основные положения

СТО 1.1.1.01.0069-2013 Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 аварийная готовность: Способность принимать меры, которые эффективно смягчают последствия аварийной ситуации для здоровья человека и безопасности, качества жизни, собственности и окружающей среды [1].

3.2 безопасность АС, ядерная и радиационная: Свойство АС при нормальной эксплуатации и нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии, ограничивать радиационное воздействие на персонал, население и окружающую среду установленными пределами (ОПБ-88/97).

3.3 герметичное ограждение: Совокупность элементов строительных и других конструкций, которые, ограждая пространство вокруг реакторной установки или другого объекта, содержащего радиоактивные вещества, образуют предусмотренную проектом границу и препятствуют распространению радиоактивных веществ в окружающую среду в количествах, превышающих установленные пределы (НП-001-97).

Примечание – Пространство, закрытое герметичным ограждением, образует одно или несколько герметичных помещений.

3.4 жидкие радиоактивные отходы: Не подлежащие дальнейшему использованию органические и неорганические жидкости, пульпы, шламы, содержание радионуклидов в которых превышает предельные значения удельной активности в отходах, установленные нормативными правовыми актами (НП-002-15).

3.5 исходное событие: Единичный отказ в системах (элементах) АС, внешнее событие или ошибка персонала, которые приводят к нарушению нормальной эксплуатации и могут привести к нарушению пределов и/или условий безопасной эксплуатации (НП-001-97).

Примечание – Исходное событие включает все зависимые отказы, являющиеся его следствием.

3.6 коренная причина нарушения: Обстоятельство, создавшее условия для наличия или проявления непосредственной причины (например, недостаток конструкции, недостаток изготовления, недостаток подготовки персонала и пр.) (НП-004-08).

3.7 культура безопасности: Квалификационная и психологическая подготовленность всех лиц, при к0оторой обеспечение безопасности АС является приоритетной целью и внутренней потребностью, приводящей к самосознанию ответственности и к самоконтролю при выполнении всех работ, влияющих на безопасность (НП-001-97).

3.8 локализующие системы (элементы) безопасности: Системы (элементы), предназначенные для предотвращения или ограничения распространения выделяющихся при авариях радиоактивных веществ и ионизирующего излучения за предусмотренные проектом границы и их выхода в окружающую среду (НП-001-97).

3.9 нарушение в работе АС: Аварии и происшествия на АС, характеризующиеся признаками и последствиями категорий А01-А04 и П01-П10 (НП-004-08, таблицы 1 и 2).

3.10 нарушение нормальной эксплуатации АС: Нарушение в работе АС, при котором произошло отклонение от установленных эксплуатационных пределов и условий (НП-001-97).

Примечание – При этом могут быть нарушены и другие установленные проектом пределы и условия, включая пределы безопасной эксплуатации.

3.11 неисправное состояние: Состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации (ГОСТ 27.002).

3.12 непосредственная причина нарушения: Явление, процесс или состояние, обусловившее нарушение нормального протекания технологического процесса (например, вибрация трубопровода, ошибочное воздействие оперативного персонала на элементы защиты, изменение сопротивления изоляции и пр.) (НП-004-08).

3.13 неправильное действие персонала: Единичное непреднамеренное или преднамеренное неправильное воздействие на управляющие органы или единичный пропуск правильного действия; или единичное непреднамеренное или преднамеренное неправильное действие при техническом обслуживании и ремонте оборудования и систем (СТО 1.1.1.01.002.0646).

3.14 нормальная эксплуатация: Эксплуатация АС в определенных проектом эксплуатационных пределах и условиях (НП-001-97).

3.15 обеспечение качества: Планируемая и систематически осуществляемая деятельность, направленная на то, чтобы все работы по созданию и эксплуатации АС проводились установленным образом, а их результаты удовлетворяли предъявленным к ним требованиям (НП-001-97).

3.16 отклонение на АС: Событие, обусловленное дефектом, повреждением или отказом элемента системы или неправильным действием персонала, не сопровождающееся признаками и последствиями категорий по НП-004-08 и характеризующееся признаками и последствиями категорий Ц01-Ц31 (РД ЭО 1.1.2.01.0163, приложение А).

3.17 плановый ремонт энергоблока: Плановым остановом в ремонт считается останов согласно утвержденному ОАО «Концерн Росэнергоатом» годовому «Плану-Графику ремонтов энергоблоков АЭС России» и согласованному с системным оператором, и выполнение испытаний, связанных с ремонтом, согласованных с сиситемным администратором (МУ 1.2.1.16.0104).

3.18 повреждение твэла: Нарушение хотя бы одного из установленных для твэлов пределов повреждения (НП-001-97).

3.19 предаварийная ситуация: Состояние АС, характеризующееся нарушением пределов или условий безопасной эксплуатации, не перешедшее в аварию (ОПБ-88/97).

3.20 пределы безопасной эксплуатации АС: Установленные проектом значения параметров технологического процесса, отклонения от которых могут привести к аварии (НП-001-97) .

3.21 промышленная эксплуатация: Эксплуатация АС, принятой в эксплуатацию в установленном порядке, соответствие проекту и безопасность которой подтверждены испытаниями на этапах ввода АС в эксплуатацию (НП-001-97).

3.22 резервный пункт управления (резервный щит управления): Часть блока АС, размещаемая в предусмотренном проектом помещении и предназначенная в случае отказа БПУ (БЩУ) для надежного перевода блока АС в подкритическое расхоложенное состояние и поддержания его сколь угодно долго в этом состоянии, приведения в действие систем безопасности и получения информации о состоянии реактора (НП-001-97).

3.23 системы (элементы), важные для безопасности: Системы (элементы) безопасности, а также системы (элементы) нормальной эксплуатации, отказы которых нарушают нормальную эксплуатацию АС или препятствуют устранению отклонений от нормальной эксплуатации и могут приводить к проектным и запроектным авариям предназначенные для выполнения функций безопасности (НП-001-97).

3.24 техническое обслуживание: Комплекс операций по поддержанию работоспособности и исправности объекта (систем и элементов) при использовании по назначению, в режиме ожидания, при хранении и транспортировании (НП-001-97).

3.25 твердые радиоактивные отходы: Не подлежащие дальнейшему использованию материалы и вещества, а также оборудование, изделия (в том числе отработавшие источники ионизирующего излучения), содержание радионуклидов в которых превышает предельные значения удельной активности в отходах, установленные нормативными правовыми актами (НП-002-15).

3.26 условия безопасной эксплуатации: Установленные проектом минимальные условия по количеству, характеристикам, состоянию работоспособности и условиям технического обслуживания систем (элементов), важных для безопасности, при которых обеспечивается соблюдение пределов безопасной эксплуатации и/или критериев безопасности (НП-001-97).

3.27 физическая защита АС: Технические и организационные меры обеспечения сохранности содержащихся на АС ядерных материалов и радиоактивных веществ, предотвращения несанкционированного проникновения на территорию АС, предотвращения несанкционированного доступа к ядерным материалам и радиоактивным веществам и своевременного обнаружения и пресечения диверсионных и террористических актов, угрожающих безопасности АС (НП-001-97).

3.28 эксплуатация: Вся деятельность, направленная на достижение безопасным образом цели, для которой была построена АС, включая работу на мощности, пуски, остановы, испытания, техническое обслуживание, ремонты, перегрузки ядерного топлива, инспектирование во время эксплуатации и другую связанную с этим деятельность (НП-001-97).

3.29 эксплуатирующая организация АС: Организация, созданная в соответствии с законодательством Российской Федерации и признанная соответствующим органом управления использованием атомной энергии пригодной эксплуатировать АС и осуществлять собственными силами или с привлечением других организаций деятельность по размещению, проектированию, сооружению, эксплуатации и выводу из эксплуатации АС, а также деятельность по обращению с ядерными материалами и радиоактивными веществами (НП-001-97).

Примечание – Для осуществления этих видов деятельности эксплуатирующая организация АС должна иметь лицензии Ростехнадзора.

4 Обозначения и сокращения

АЭС	– атомная электрическая станция
АС	– атомная станция
АЗ	– аварийная защита
АМБ	– Атомный Мирный (большой)
АР	– автоматический регулятор
АРК	– аварийно-регулирующая кассета
БАЗ	– быстродействующая аварийная защита

БВ	– бассейн выдержки
БН	– реактор на быстрых нейтронах
БОС	– барабан отработанных сборок
БПУ	– блочный пункт управления
БРУ-А	– быстродействующая редукционная установка сброса пара в атмосферу
БРУ-К	– быстродействующая редукционная установка сброса пара в конденсатор турбины
БС	– барабан-сепаратор
БЩУ	– блочный щит управления
ВАО АЭС	– Всемирная ассоциация организаций, эксплуатирующих атомные электростанции
ВВЭР	– водо-водяной энергетический реактор
ВХР	– водно-химический режим
ГО	– горячий останов
ГК «Росатом»	– Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом»
ГПД	– газообразные продукты деления
ГЦН	– главный циркуляционный насос
ДВ	– допустимый выброс
ДС	– допустимый сброс
ДСАП	– дополнительная система аварийной питательной воды подпитки парогенераторов
ЖРО	– жидкие радиоактивные отходы
имп	– импульс
ИНЕС	– Международная шкала ядерных и радиологических событий
ИПУ	– импульсное предохранительное устройство
ИРГ	– инертные радиоактивные газы
КГО	– контроль герметичности оболочек

КД	– компенсатор давления
КИУМ	– коэффициент использования установленной мощности
КМПЦ	– контур многократной принудительной циркуляции
МАГАТЭ	– Международное агентство по атомной энергии
МКУ	– минимально контролируемый уровень мощности
НД	– нормативный документ
ОЦК	– основной циркуляционный контур
ОР СУЗ	– орган регулирования СУЗ
ОТВС	– отработавшая тепловыделяющая сборка
ПБЭ	– предел безопасной эксплуатации
ПВД	– подогреватель высокого давления
ПД	– продукты деления
ПДВ	– предельно допустимый выброс
ПДС	– предельно допустимый сброс
ПГ	– парогенератор
ПК ПГ	– предохранительный клапан парогенератора
ПР	– плановый ремонт
РБМК	– реактор большой мощности канальный
РМ	– режим работы реактора на энергетическом уровне мощности
Ростехнадзор	– Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору
РП	– радиационный показатель
РР	– ручной регулятор
РУ	– реакторная установка
САОЗ	– система аварийного охлаждения активной зоны реактора
САОР	– система аварийного охлаждения реактора
САЭ	– система аварийного электроснабжения
СБ	– система безопасности
СБЭ	– состояние безопасной эксплуатации

СВО	– специальная водоочистка
СГО	– система герметичных ограждений
СЗЗ	– санитарно-защитная зона
СТВС	– свежая тепловыделяющая сборка
СУЗ	– система управления и защиты
ТВС	– тепловыделяющая сборка
твэл	– тепловыделяющий элемент
ТК	– технологический канал
ТОиР	– технологическое обслуживание и ремонт
ТР	– технологический регламент
ТРО	– твердые радиоактивные отходы
ТУ	– технические условия
УОБ	– углубленная оценка безопасности
УРБ	– ускоренная разгрузка энергоблока
ХЖО	– хранилище жидких радиоактивных отходов
ХВО	– химводоочистка
ХО	– холодный останов
ХТРО	– хранилище твердых радиоактивных отходов
ЭГП	– энергетический графитовый петлевой реактор
ЭП	– эксплуатационный предел

Обозначения радионуклидов продуктов деления

^{239}Np	– изотоп нептуния с атомной массой 239
^{137}Cs	– изотоп цезия с атомной массой 137
^{131}I	– изотоп йода с атомной массой 131
^{132}I	– изотоп йода с атомной массой 132
^{133}I	– изотоп йода с атомной массой 133
^{134}I	– изотоп йода с атомной массой 134
^{135}I	– изотоп йода с атомной массой 135

^{133}Xe – изотоп ксенона с атомной массой 133

Обозначения радионуклидов продуктов коррозии

^{99}Mo – изотоп молибдена с атомной массой 99

^{51}Cr – изотоп хрома с атомной массой 51

^{54}Mn – изотоп марганца с атомной массой 54

^{56}Mn – изотоп марганца с атомной массой 56

^{60}Co – изотоп кобальта с атомной массой 60

^{24}Na – изотоп натрия с атомной массой 24

Обозначения химических показателей качества водных сред

pH – водородный показатель при температуре 25 °С

H_3BO_3 – массовая концентрация борной кислоты, г/дм^3

H_2 – массовая концентрация растворенного водорода, мг/дм^3

O_2 – массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм^3

NH_3 – массовая концентрация аммиака, мг/дм^3

N_2H_4 – массовая концентрация гидразина, мкг/дм^3

Cl – массовая концентрация хлорид-иона, мкг/дм^3

F – массовая концентрация фторид-иона, мкг/дм^3

SO_4 – массовая концентрация сульфат-иона, мкг/дм^3

Si – массовая концентрация кремния, мкг/дм^3

Na – массовая концентрация натрия, мкг/дм^3

K – массовая концентрация калия, мкг/дм^3

Li – массовая концентрация лития, мкг/дм^3

M – массовая концентрация нефтепродуктов, мкг/дм^3

Fe – массовая концентрация железа, мкг/дм^3

Al – массовая концентрация алюминия, мкг/дм^3

Cu – массовая концентрация меди, мкг/дм^3

X – удельная электропроводимость при температуре 25 °С

$X_н$ – удельная электропроводимость Н-катионированной пробы при 25 °С

Обозначения показателей, применяемых ВАО АЭС

UCF - коэффициент готовности энергоблока, связанный с возможностью несения номинальной электрической нагрузки

UCLF – коэффициент неготовности энергоблока, связанный с неплановой недовыработкой

GRLF – коэффициент недовыработки электроэнергии по причинам, связанным с работой энергосистемы

FRI – показатель надежности ядерного топлива

UA7 – неплановые автоматические аварийные остановы реактора в критическом состоянии на 7000 часов его работы

US7 – неплановые аварийные остановы реактора на 7000 часов работы в критическом состоянии

CRE – коллективная доза радиационного облучения персонала

ISA – показатель потерь рабочего времени в результате несчастных случаев персонала АС

CISA – показатель потерь рабочего времени в результате несчастных случаев подрядчиков

5 Общие положения

5.1 Настоящий Стандарт разработан в обеспечение выполнения требований [2] (статья 35), [3], НП-001-97 (пункты 1.2.9, 5.1.1, 5.1.7, 5.1.13), а также рекомендаций по оценке состояния безопасности, сформулированных в [4] (статья 14 i), в [5] (статья 3.3.6 (пункт 96), статья 4.5.10 (пункт 299), [6].

5.2 Система показателей безопасной эксплуатации энергоблоков АС, устанавливаемая настоящим стандартом, разработана на основе собственного опыта ОАО «Концерн Росэнергоатом», опыта международных организаций (МАГАТЭ, ВАО АЭС) и зарубежных организаций, эксплуатирующих атомные электростанции.

5.3 Система показателей безопасной эксплуатации энергоблоков АС по определяющим признакам (ключевым характеристикам) охватывает три основных раздела: нормальная эксплуатация, отклонения от нормальной эксплуатации и приверженность безопасности.

Структура системы показателей приведена на рисунке 1.

В каждый раздел входят показатели, определяющие содержание данного раздела. Перечень показателей приведен в приложении А, и если они применяются ВАО АЭС, то обозначаются как «(ВАО АЭС)».

В приложениях Б-Н приводятся определения, методы расчета показателей, характеризующих работу энергоблока.

5.4 Система показателей позволяет проводить оценку состояния безопасной эксплуатации энергоблоков АС. Результаты расчета и анализа показателей, применяемых в системе показателей безопасной эксплуатации энергоблоков АС, представляются АС в Годовых отчетах по оценке состояния безопасной эксплуатации энергоблока АС (далее - Годовой отчет АС), которые предназначены для:

– выявления и прогнозирования тенденций изменения состояния безопасной эксплуатации энергоблока;

– оценки эффективности мер, предпринимаемых для повышения безопасной эксплуатации энергоблока;

– выявления, систем (элементов), требующих особого внимания для обеспечения безопасной эксплуатации энергоблока;

– выработки рекомендаций по повышению безопасной эксплуатации энергоблока;

– сравнения показателей безопасной эксплуатации однотипных энергоблоков.

5.5 Годовые отчеты разрабатываются АС по каждому энергоблоку в отдельности в соответствии с требованиями настоящего стандарта и могут объединяться в один годовой отчет по АС с объединением разделов, общих для нескольких энергоблоков АС. Для выявления и прогнозирования тенденций изменения состояния безопасной эксплуатации энергоблока значения ряда среднегодовых показателей СБЭ в Годовом отчете АС приводятся за последние пять лет, исходя из необходимости, определяемой опытом проведения анализа Годовых отчетов (требования по представлению значений показателей представлены в соответствующих разделах настоящего стандарта).

5.6 Годовые отчеты АС за отчетный календарный год должны составляться атомной станцией и после подписания руководством АС направляться в пяти экземплярах в эксплуатирующую организацию в течение первого квартала следующего года. Разделам Годовых отчетов АС, в которых представлена информация, соответствующая «Перечню сведений, составляющих служебную информацию ограниченного распространения («Для служебного пользования») Госкорпорации «Росатом» и её организаций», утвержденному соответствующим приказом ГК «Росатом», должен быть присвоен соответствующий гриф конфиденциальности. Данные разделы оформляются отдельным документом и направляются в эксплуатирующую организацию в установленном порядке. Требования к оформлению отдельного документа предъявляются такие же, как к основному отчету (структура, нумерация разделов, подразделов, таблиц и т.п. должны соответствовать установленным в стандарте).

5.7 В целях выполнения анализа состояния безопасной эксплуатации атомных станций Концерна, проведения сравнения состояния безопасной эксплуатации энергоблоков АС России с энергоблоками АС зарубежных стран, выявления возможных неблагоприятных тенденций в организации эксплуатации и управления АС атомными станциями дополнительно проводится оценка показателей (с графическим представлением результатов), в соответствии с [7]), входящих в систему показателей безопасной эксплуатации, в соответствии с методикой,

приведенной в приложении П. Результаты данной оценки должны быть приведены в приложении к Годовому отчету АС (начиная с Годового отчета за 2016 г.).

5.8 Все Годовые отчеты АС, имеющих энергоблоки, находящиеся в промышленной эксплуатации и/или остановленные для вывода из эксплуатации, должны проходить экспертизу в АО «ВНИИАЭС» с оформлением и направлением в сроки, согласованные с эксплуатирующей организацией, соответствующего заключения на АС в одном экземпляре и в эксплуатирующую организацию в четырех экземплярах.

Структура и форма Заключения определяется АО «ВНИИАЭС» с учетом требований настоящего стандарта.

5.9 Эксплуатирующая организация рассматривает составленные Годовые отчеты АС и Заключения АО «ВНИИАЭС». Во втором квартале года, следующего после отчетного периода, утвержденные руководством эксплуатирующей организации Годовые отчеты АС с приложением Заключений АО «ВНИИАЭС» направляются в Ростехнадзор, в соответствующие территориальные Управления Ростехнадзора и на соответствующую АС по одному экземпляру.

5.10 При наличии замечаний Ростехнадзора по Годовым отчетам, АС и эксплуатирующая организация проводят их анализ в порядке, установленном для анализа причин нарушений по результатам проверок органов государственного надзора, и разрабатывают соответствующие станционные или отраслевые (при необходимости) корректирующие мероприятия по устранению этих замечаний.

5.11 Утвержденные эксплуатирующей организацией Годовые отчеты АС должны храниться в архивах АС в течение всего срока службы АС.

5.12 АО «ВНИИАЭС» на основании утвержденных Годовых отчетов АС разрабатывает Сводный годовой отчет по оценке состояния безопасной эксплуатации энергоблоков АС России (далее – Сводный годовой отчет) в согласованные с эксплуатирующей организацией сроки. В Сводном годовом отчете необходимо отражать прогресс в выполнении мероприятий, связанных с обязательствами, вытекающими из Конвенции о ядерной безопасности.

Структура и форма Сводного годового отчета определяется АО «ВНИИАЭС» в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

Сводный годовой отчет после утверждения направляется на все АС, в эксплуатирующую организацию и Ростехнадзор для использования в работе.

5.13 Филиалы Концерна – действующие АС обеспечивают передачу в Департамент контроля безопасности и производства Концерна и АО «ВНИИАЭС» ежеквартальных исходных данных по показателям работы АС, применяемых ВАО АЭС, по форме, указанной в приложении Р (кроме тематики «Надежность ядерного топлива ВВЭР»).

Годовые исходные данные направляются вместе с данными за четвертый квартал. Срок представления – не более 15 суток месяца, следующего за последним месяцем квартала.

АО «ВНИИАЭС» проводит проверку и уточнение исходных данных в срок не более 20 суток со дня получения исходных данных от АС и направляет по электронной почте заключение соответствующей АС для последующей передачи атомной станцией согласованных данных в Атлантский и Московский центры ВАО АЭС.

По тематике «Надежность ядерного топлива ВВЭР» передача информации производится по каналам связи, по формам и в сроки, определенные РД ЭО 0631.



Примечания

1 Код для каждой группы показателей соответствует номеру раздела по приложению А.

2 (ВАО АЭС) – группы показателей, включающие показатели, применяемые ВАО АЭС.

Рисунок 1 - Структура системы показателей безопасной эксплуатации энергоблоков АС

6 Требования к построению и изложению Годового отчета АС

6.1 Элементы Годового отчета АС

Годовой отчет АС должен содержать следующие элементы:

- титульный лист;
- список исполнителей;
- содержание;
- перечень принятых обозначений и сокращений;
- введение;
- разделы отчета;
- заключение.

Первый титульный лист должен быть выполнен по форме, приведенной на рисунке 2.

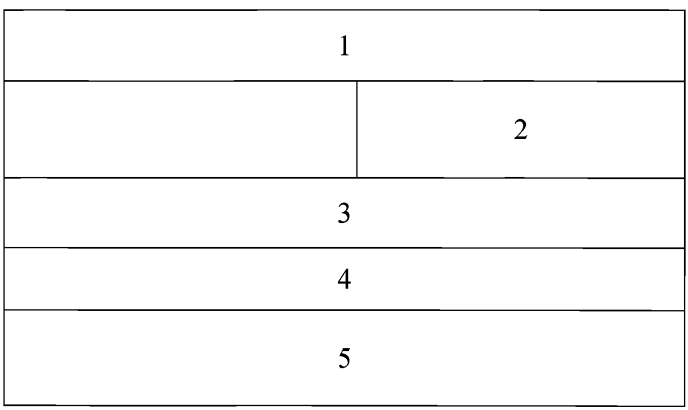


Рисунок 2

Поле 1 – название Концерна и филиала Концерна;

поле 2 – утверждающая подпись заместителя Генерального директора – директора по производству и эксплуатации АЭС Концерна;

поле 3 – название отчета;

поле 4 – приведен станционный регистрационный номер отчета;

поле 5 – подписи:

- директора АС;
- главного инженера АС.

На продолжении титульного листа (второй лист) привести подписи:

- главного инспектора;
- заместителя главного инженера по безопасности и надежности АС;
- заместителя главного инженера по эксплуатации энергоблока(ов) АС;
- заместителя главного инженера по производственной и технической деятельности;
- руководителей подразделений АС, ответственных за содержание отдельных разделов отчета.

Во введении должны быть указаны основные особенности эксплуатации энергоблоков в отчетный период (описание причин длительных простоев энергоблоков в ремонтах, ограничений мощности энергоблоков по предписаниям Ростехнадзора, природных воздействий аномального характера, причин технических и финансовых проблем и т.д.).

6.2 Разделы Годового отчета АС

Годовой отчет АС должен состоять из следующих разделов и подразделов:

Раздел 1 Общая характеристика работы энергоблока

Раздел 2 Состояние системы физических барьеров

2.1 Герметичность твэлов

2.2 Герметичность контура теплоносителя реактора

2.3 Состояние системы герметичных ограждений

Раздел 3 Состояние систем по защите барьеров и сохранению их эффективности

3.1 Состояние систем безопасности

3.2 Устойчивость работы энергоблока

3.3 Контроль выработки проектного ресурса основного оборудования энергоблока

3.4 Характеристика водно-химических режимов контуров энергоблока

3.5 Техническое обслуживание и ремонт

3.6 Состояние культуры безопасности

Примечание - Для отчета по энергоблокам, остановленным для вывода из эксплуатации, подразделы «Устойчивость работы энергоблока», «Контроль выработки проектного ресурса основного оборудования энергоблока» и «Характеристика водно-химических режимов контуров энергоблока» не оформляются, вместо них приводятся подразделы «Демонтажные работы и дезактивация систем и строительных конструкций» и «Анализ нарушений в работе АС».

Раздел 4 Состояние радиационной безопасности и охраны окружающей среды

4.1 Эффективность радиационной защиты населения и окружающей среды

4.2 Уровень радиационной защиты персонала

4.3 Обращение с отработавшим ядерным топливом

4.4 Хранение и переработка радиоактивных отходов

4.5 Оценка состояния охраны окружающей среды на АС

Раздел 5 Финансовые и людские ресурсы

Раздел 6 Состояние ядерной безопасности, физической и противопожарной защиты энергоблока

6.1 Состояние ядерной безопасности и физической защиты

6.2 Состояние противопожарной защиты

Раздел 7 Оценка факторов, влияющих на безопасную эксплуатацию энергоблока

7.1 Отступления от федеральных норм и правил в области использования атомной энергии

7.2 Организация эксплуатации энергоблока

7.3 Безопасность энергоблока при эксплуатации

7.4 Показатель потерь рабочего времени в результате несчастных случаев

7.5 Результаты инспекций деятельности АС по контролю безопасности

Раздел 8 Общая оценка состояния безопасности при эксплуатации энергоблока

7 Содержание разделов Годового отчета для действующих энергоблоков АС

7.1 Общая характеристика работы энергоблока (раздел 1)

Выполняется как раздел 1 Годового отчета АС.

В разделе дается общая характеристика показателей эффективности работы энергоблока за отчетный период, анализируется тенденция изменения показателей по годам (за последние пять лет).

Приводятся значения показателей эффективности работы энергоблока, рассчитанные в соответствии с приложением Б за год и за каждый квартал, а также:

- проектная номинальная тепловая мощность;
- проектная номинальная электрическая мощность;
- установленная, разрешенная тепловая мощность;
- выработка и отпуск электроэнергии за отчетный период;
- ограничения мощности (если они были за отчетный период);
- число часов работы реактора;
- число часов работы энергоблока в энергосети.

Показатели эффективности работы энергоблока приводятся в табличной форме, как показано на рисунке 3.

Т а б л и ц а __ - Показатели эффективности работы энергоблока № ____ _____ АС за 20___ год

Наименование показателей		Раз-мер-ность	Квартал				Год
			I	II	III	IV	
1	Проектная номинальная тепловая мощность реактора	МВт					
2	Проектная электрическая мощность	МВт					
3	Установленная электрическая мощность (Ny)	МВт					
4	Разрешенная тепловая мощность	МВт					
5	Выработка электроэнергии	МВт·ч					
6	Отпуск электроэнергии	МВт·ч					
7	Недовыработка электроэнергии	МВт·ч					
8	Число часов работы реактора	ч					
9	Число часов работы энергоблока	ч					
10	Коэффициент использования времени ($Кв$)	%					
11	Коэффициент использования установленной мощности ($КИУМ$)	%					
12	Коэффициент работы энергоблока на уровне электрической мощности выше установленной ($К_{ВУ}$)	%					
13	Коэффициент готовности, связанный с возможностью несения номинальной электрической нагрузки ($К^{э}_{г}$)	%					
14	Коэффициент готовности энергоблока, связанный с возможностью несения номинальной электрической нагрузки ($К^{э}_{г(ВАО)}$) (ВАО АЭС)	%					
15	Коэффициент неготовности, связанный с неплановой недовыработкой электроэнергии ($К_{нег}$) (ВАО АЭС)	%					
16	Коэффициент неготовности электросети ($К_{нэ}$) (ВАО АЭС)	%					
17	Коэффициент вынужденных потерь электроэнергии энергоблоков АС ($КВП$) (ВАО АЭС)	%					

Рисунок 3

В разделе 1 Годового отчета АС приводится таблица с анализом причин недовыработки электроэнергии по форме таблицы 7, приведенной в МУ 1.2.1.16.0104.

В разделе приводятся результаты анализа использования установленной мощности, показываются наиболее продолжительные остановы энергоблока и их причины. Приводятся результаты анализа причин, вызывающих значительные изменения показателей, а также дается характеристика выполненных мероприятий, направленных на улучшение показателей работы энергоблока за отчетный период.

7.2 Состояние системы физических барьеров (раздел 2)

Выполняется как раздел 2 Годового отчета АС.

7.2.1 Герметичность твэлов

В данном подразделе Годового отчета АС приводятся результаты анализа показателей герметичности тепловыделяющих элементов в соответствии с приложением В в течении отчетного года. Анализ показателей герметичности твэлов для АС с реакторами типа ВВЭР, РБМК, БН и ЭГП производится по нижеследующим методикам.

7.2.1.1 Анализ показателей герметичности твэлов для АС с ВВЭР

Результаты расчетов показателей герметичности твэлов (состояние первого и второго защитных барьеров) для АС с ВВЭР должны быть представлены в табличной форме, как показано на рисунках 4, 5 и 6.

Т а б л и ц а __ - Показатели герметичности твэлов ВВЭР энергоблока №__ _____АС в 20 __году

Период эксплуатации		Средняя равновесная удельная активность теплоносителя первого контура для стабильных состояний реактора, нормированная на проектную скорость очистки теплоносителя, Бк/г		Средняя суммарная удельная активность теплоносителя первого контура по радионуклидам йода, Бк/г	Средняя мощность реактора в момент отбора проб теплоносителя при стабильных состояниях реактора, % от номинальной	Показатель герметичности твэлов - показатель надежности ядерного топлива, Бк/г
		по ^{131}I - А(^{131}I)	по ^{134}I - А(^{134}I)	РП(I)	P_o	FRI
Месяц	1					
	2					
	3					
	4					
	5					
	6					
	7					
	8					
	9					
	10					
	11					
	12					
За год						

Рисунок 4

Т а б л и ц а __ - Потоки отказов и разгерметизаций твэлов ТВС ВВЭР энергоблока №___ _____АС за кампании, оканчивающиеся в 20___ году

Даты начала и окончания кампании (день, месяц, год)	Наработка энергоблока за кампанию, $Еэфф$, эфф.сут	Дата проведения КГО	Количество проверенных ТВС, шт.	Количество ТВС, шт.			Поток отказов Wот, ТВС/эфф.сут	Поток разгерметизаций ТВС, Wнг, ТВС/эфф.сут
				Отказавших по критерию в ТУ на ТВС	Негерметичных по инструкции КГО	Негерметичных, оставленных в реакторе		

Рисунок 5

Т а б л и ц а __ - Количество циклов нагружения за время работы комплексов (загрузок) ТВС энергоблока №__ _____ АС, эксплуатировавшихся в 20____году

Допустимые по ТУ на ТВС режимы		Количество циклов нагружения комплексов ТВС			
Наименование режима	Количество циклов	Загрузка №___, выгруженная в ПР	Загрузок, эксплуатация которых продолжается (на конец года)		
			Загрузка №___	Загрузка №___	Загрузка №___

Рисунок 6

Средняя за месяц равновесная суммарная удельная активность теплоносителя первого контура по радионуклидам йода, РП(I), является радиационным показателем общей негерметичности твэлов, характеризующим выход галогенов (йод, бром) из дефектных твэлов и степень загрязнения теплоносителя. Достижение ею первой критической по СБЭ величины соответствует указанному в регламенте по эксплуатации и/или инструкции по КГО для данного типа РУ эксплуатационному пределу повреждения твэлов.

Достижение суммарной удельной активности теплоносителя по радионуклидам йода второй критической по СБЭ величины соответствует указанному в регламенте по эксплуатации и/или инструкции по КГО для данного типа РУ пределу безопасной эксплуатации твэлов.

Все случаи достижения эксплуатационного предела и предела безопасной эксплуатации твэлов должны быть подробно описаны в Годовом отчете АС по СБЭ, приведены результаты анализа непосредственных и коренных причин, а также принятые меры.

Величинам средней за месяц равновесной удельной активности теплоносителя первого контура по ^{131}I и по ^{134}I для стабильных состояний реактора, определяемым в соответствии с регламентом и/или инструкцией по КГО для данного типа РУ только технологическими поверхностными загрязнениями оболочек твэлов ураном, соответствует отсутствие в реакторе ТВС с негерметичными твэлами.

Показатель герметичности твэлов (в ВАО АЭС – показатель надежности топлива *FRI*) для АС с ВВЭР характеризуется удельной активностью ^{131}I в теплоносителе первого контура реактора, связанной с его выходом только из негерметичных твэлов. Показатель определяется для стационарных условий работы реактора при стабильной утечке радионуклидов ПД из негерметичных твэлов.

Показатель герметичности твэлов на одном энергоблоке для периодов больших, чем месяц, определяется как среднеарифметическое ежемесячных значений показателя. Для сравнения показателей герметичности ЯТ на энергоблоках АС должны использоваться средние значения показателя герметичности ЯТ за кампанию (для сравнения качества эксплуатации ЯТ на энергоблоках) и максимальные на конец кампании, то есть в последний месяц кампании (для оценки суммарной величины негерметичности твэлов на энергоблоке). Для анализа тенденций изменения показателей герметичности ЯТ на АС в целом и в отрасли допускается использовать среднегодовые и среднеквартальные значения показателя герметичности твэлов.

Активные зоны с показателем герметичности, равным или меньшим 19 Бк/г ($5{,}1 \cdot 10^{-7}$ Ки/кг), с большой вероятностью не содержат негерметичных твэлов.

При анализе величин показателей герметичности твэлов они должны сравниваться с контрольными уровнями удельной активности теплоносителя первого контура и величинами показателя надежности ядерного топлива, соответствующими значениям ЭП и ПБЭ по количеству и степени негерметичности твэлов согласно таблице, приведенной на рисунке 7.

Таблица ___ - Контрольные уровни значений показателя герметичности ядерного топлива (*FRI*), соответствующие величине ЭП и ПБЭ по количеству и степени негерметичности твэлов

Тип РУ	Реперные нуклиды	Удельные активности, Бк/г (Ки/кг)		Количество негерметичных твэлов				Показатель герметичности ядерного топлива (*FRI*)	
				ЭП		ПБЭ			
		ЭП	ПБЭ	Газонеплотные	Прямой контакт	Газонеплотные	Прямой контакт	ЭП	ПБЭ
ВВЭР-440	^{131}I	1850 ($5{,}0\cdot10^{-5}$)	9250 ($2{,}5\cdot10^{-4}$)	От 80 до 90	От 8 до 9	От 400 до 450	От 40 до 45	3850 Бк/г ($1{,}04\cdot10^{-4}$ Ки/кг)	19250 Бк/г ($5{,}20\cdot10^{-4}$ Ки/кг)
	Сумма йодов	22200 ($6{,}0\cdot10^{-4}$) *	74000 ($2{,}0\cdot10^{-3}$)						
ВВЭР-1000	^{131}I	3700 ($1{,}0\cdot10^{-4}$)	18500 ($5{,}0\cdot10^{-4}$)	100	10	500	50	7100 Бк/г ($1{,}92\cdot10^{-4}$ Ки/кг)	35500 Бк/г ($9{,}60\cdot10^{-4}$ Ки/кг)
	Сумма йодов	37000 ($1{,}0\cdot10^{-3}$)	185000 ($5{,}0\cdot10^{-3}$)						
*ЭП по сумме йодов для Кольской АС равен 14800 Бк/г ($4{,}0\cdot10^{-4}$ Ки/кг).									

Рисунок 7

Режимы для данного комплекса ТВС берутся по ТУ на комплекс ТВС. В том числе в Годовом отчете должно быть проанализировано возможное влияние на надежность твэлов режимов, по которым допущено превышение регламентных значений циклов нагружения ТВС в соответствии с каталожным описанием 0401.00.00.00 ДКО и ТУ на ядерное топливо, используемое на АС для ТВС и кассет реакторов ВВЭР-1000 и ВВЭР-440.

7.2.1.2 Анализ показателей герметичности твэлов для АС с РБМК

Результаты расчетов величин показателей герметичности твэлов (состояние первого и второго защитных барьеров) по каждому энергоблоку РБМК должны быть представлены в табличной форме, как показано на рисунках 8 и 9.

Т а б л и ц а __- Показатели относительной активности газообразных продуктов деления в барабанах-сепараторах энергоблока № __ _____ АС за 20___ год

Наименование показателя герметичности	Номер БС (k)	Обозначение	Месяц												Среднее значение за год
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1 Относительная активность ГПД в конденсате пара БС: - среднее значение за месяц П(k), имп/с; - максимальное значение за месяц П(k,m), имп/с	1	П(k)													
		П(k,m)													
	2	П(k)													
		П(k,m)													
	3	П(k)													
		П(k,m)													
	4	П(k)													
		П(k,m)													
Число использованных в расчете замеров	N														
2 Средняя на энергоблоке относительная активность ГПД, имп/с	РП(ГПД)														

Рисунок 8

Т а б л и ц а __ - Показатели герметичности твэлов РБМК энергоблока № __ _____ АС за 20__ год

Наименование показателя герметичности	Обозначение		Месяц												Среднее значение за год
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1 Средняя суммарная удельная активность радионуклидов йода в теплоносителе КМПЦ, Бк/г	РП(I)														
2 Удельная активность радионуклида ^{239}Np в теплоносителе КМПЦ, Бк/г	РП(Np)														
3 Средние удельные активности радионуклидов ^{131}I и ^{134}I в воде k-го БС и из пробоотборных точек 19/2 и 19/1, Бк/г	Место отбора проб														
	k=1	A(^{131}I)													
		A(^{134}I)													
	k=2	A(^{131}I)													
		A(^{134}I)													
	k=3	A(^{131}I)													
		A(^{134}I)													
	k=4	A(^{131}I)													
		A(^{134}I)													
	19/1	A(^{131}I)													
		A(^{134}I)													
	19/2	A(^{131}I)													
		A(^{134}I)													
4 Количество эффективных суток работы РУ за период, эфф.сут	Еэфф														

Рисунок 9

Окончание таблицы __

Наименование показателя герметичности	Обозначение	Месяц												Среднее значение за год
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
5 Число выгруженных за период из-за разгерметизации твэлов ТВС с отказовой степенью негерметичности по критериям, указанным в ТУ или договоре на поставку ТВС	Nот													
6 Средний за период эксплуатации поток отказов ТВС из-за разгерметизации твэлов, 1/эфф.сут	Wот													
7 Общее число ТВС с негерметичными твэлами, выгруженных из активной зоны за период (в т.ч. по плану перегрузок)	Nв.нг													
8 Показатель надежности ядерного топлива АС – средний за период эксплуатации поток выгрузки из активной зоны ТВС с негерметичными твэлами, 1/эфф.сут	Wв.нг													

Рисунок 9, лист 2

Анализ результатов расчета средних величин относительной активности газообразных продуктов деления в конденсате пара каждого из k = 1,2,3,4 БС (имп/с) - П(k) и максимальных значений Пmax, представленных по форме таблицы, приведенной на рисунке 8, предназначен для контроля герметичности твэлов в группах ТВС, объединенных по тракту переноса с одним из четырех БС, и для оперативной оценки их вклада в мощность выброса ГПД в атмосферу.

Появление сигналов, превышающих среднюю величину более чем на 3000 имп/с или же прирост в следующем месяце величины П(k) более чем на 3000 имп/с свидетельствует о разгерметизации твэлов, приведшей к контакту топлива с теплоносителем, и разрушении топлива в твэле с возможностью его вымывания в КМПЦ. ТВС с такими дефектами должны быть своевременно обнаружены методами КГО и выгружены из реактора.

Соответствующее увеличение значений П(k) от 2000 имп/с до 3000 имп/с говорит о появлении твэла с макротрещиной и прямым контактом топлива и теплоносителя.

Увеличение П(k) от 200 имп/с до 2000 имп/с свидетельствует о микротрещине оболочки твэла и газовой или йодной неплотности твэла.

Средняя на энергоблоке относительная активность ГПД в конденсате пара БС – РП(ГПД) является относительным радиационным показателем общей негерметичности твэлов, характеризующим выход ГПД из дефектных твэлов и определяющим их выброс в атмосферу. Принятое для условий безопасной эксплуатации критическое значение П(k) составляет от 3000 имп/с до 4000 имп/с. При достижении этой величины необходимо использование всех возможностей методов КГО для выявления ТВС с максимальными дефектами оболочек твэлов и их выгрузки из реактора с целью предотвращения превышения санитарных норм по выбросам с АС и возможности остановки реактора.

Среднемесячная суммарная удельная активность радионуклидов йода в теплоносителе КМПЦ – РП(I), представленная по форме таблицы, приведенной на рисунке 9, является радиационным показателем общей негерметичности твэлов, характеризующим выход галогенов (йод, бром) из дефектных твэлов и степень

негерметичности твэлов, приводящую к загрязнению теплоносителя. Рост удельной активности радионуклидов йода в КМПЦ, особенно короткоживущих, с предельной активностью по сумме йодов – 370 Бк/г (по ^{131}I – 74 Бк/г; по ^{134}I – 74 Бк/г) характеризует аварийное разрушение твэла и наличие на оболочке твэла развитых дефектов, приводящих к контакту топлива с теплоносителем. В таком случае необходима выгрузка из реактора ТВС с максимальной степенью негерметичности твэлов.

Критическая величина удельной активности радионуклида ^{239}Np в теплоносителе КМПЦ – РП(Np) как радиационного показателя развитого дефекта оболочки, характеризующего вымывание ядерного топлива в теплоноситель и аварийное разрушение твэла, составляет величину 14,8 Бк/г.

7.2.1.3 Анализ показателей герметичности твэлов для АС с БН

Результаты расчетов величин показателей герметичности твэлов (состояние первого и второго защитных барьеров) БН должны быть представлены в табличной форме, как показано на рисунках 10 и 11.

Т а б л и ц а __ - Показатели герметичности твэлов БН энергоблока №___

_____АС за 20__ год

Наименование показателя герметичности	Обозначение	Месяц												Среднее значение за год
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1 Удельная среднемесячная активность ^{137}Cs в натрии первого контура, Бк/г	РП(*Cs*)													
2 Средняя активность ГПД в защитной газовой подушке над слоем натрия, Бк/г	РП(*Xe*)													
3 Максимальная приведенная активность ГПД относительно предельно-допустимого значения, отн.ед.	РП(*Xe*max)													
4 Максимальное приведенное превышение над фоном показаний СКГО по запаздывающим нейтронам, отн. ед.	РП(Nпр)													

Рисунок 10

Т а б л и ц а __ - Потоки отказов и разгерметизаций твэлов ТВС БН энергоблока №___ _____АС за микрокампании, оканчивающиеся в 20___ году

Даты начала и окончания микрокампании (день, месяц, год)	Продолжительность микрокампании - Еэфф, эфф.сут	Дата проведения КГО	Количество проверенных ТВС, шт.	Количество ТВС, шт.		Поток разгерметизаций с прямым контактом топлива и теплоносителя Wот, ТВС/эфф.сут	Показатель надежности ядерного топлива – поток выгрузки ТВС с негерметичными твэлами Wнг, ТВС/эфф.сут
				с негерметичными твэлами с прямым контактом топлива и теплоносителя	с негерметичными твэлами с газовой неплотностью оболочек		

Рисунок 11

Среднемесячная активность ГПД в защитной газовой подушке над слоем натрия – РП(Xe) является радиационным показателем общей негерметичности твэлов, характеризующим выход ГПД из дефектных твэлов, по ежесуточно фиксируемой системой КГО удельной активности ^{133}Xe – $A(Xe,i)$. Величина максимальной приведенной активности ГПД РП(Xe_{max}) относительно предельно допустимого значения, рассчитанного исходя из разгерметизации 0,1 % твэлов активной зоны, показывает на запас до предельно допустимого значения, соответствующего пятидесяти негерметичным твэлам (для БН – от 600 до 7400 мБк/л).

Удельная среднемесячная активность радионуклида ^{137}Cs в натрии первого контура реакторов БН – РП(Cs) является радиационным показателем, характеризующим появление развитых дефектов оболочек и загрязнения первого контура. Ее устойчивый рост в течение микрокампании свидетельствует о появлении твэлов с такими дефектами, приводящими к загрязнению первого контура.

7.2.1.4 Анализ показателей герметичности твэлов для АС с ЭГП

Результаты расчетов величин показателей герметичности твэлов (состояние первого и второго защитных барьеров) ЭГП должны быть представлены в табличной форме, как показано на рисунках 12, 13, 14.

Т а б л и ц а __ - Показатели, характеризующие состояние внутренних оболочек твэлов основного технологического контура ЭГП энергоблока №___ _____АС в 20___ году

Период эксплуатации		Средняя удельная активность по основным изотопам в теплоносителе, Бк/г						Примечание
		^{99}Mo	^{51}Cr	^{54}Mn	^{56}Mn	^{60}Co	^{24}Na	
Месяц	1							
	2							
	3							
	4							
	5							
	6							
	7							
	8							
	9							
	10							
	11							
	12							
За год								

Рисунок 12

Сравнительный анализ результатов определения удельных активностей основных изотопов (^{99}Mo, ^{51}Cr, ^{54}Mn, ^{56}Mn, ^{60}Co, ^{24}Na) в теплоносителе, позволяет контролировать состояние основного технологического контура и внутренних оболочек твэлов.

Контроль герметичности наружной оболочки твэлов проводится по активности газообразных продуктов деления в пробах газа, отбираемого из зазоров между твэлами и графитовыми втулками ТВС. Критерием отказа ТВС из-за нарушения герметичности наружных оболочек твэлов является рост активности контролируемой ТВС на абсолютную величину от минимального значения согласно "Дополнительным требованиям по безопасности Билибинской АС с РУ ЭГП-6".

Т а б л и ц а __ - Результаты контроля герметичности наружных оболочек твэлов ЭГП энергоблока №___ _____АС в 20___ году

Месяц	№, %	Параметр	Данные по N-му совмещенному датчику СКГО «Алней», Е-2 имп/мин										Примечание
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1		Афон											
		Амин											
		Амакс											
		Аср											
2		Афон											
		Амин											
		Амакс											
		Аср											
3		Афон											
		Амин											
		Амакс											
		Аср											
4		Афон											
		Амин											
		Амакс											
		Аср											
5		Афон											
		Амин											
		Амакс											
		Аср											
6		Афон											
		Амин											
		Амакс											
		Аср											
7		Афон											
		Амин											
		Амакс											
		Аср											
8		Афон											
		Амин											
		Амакс											
		Аср											
9		Афон											
		Амин											
		Амакс											
		Аср											

Рисунок 13, лист 1

Окончание таблицы __

Месяц	Nт, %	Параметр	Данные по N-му совмещенному датчику СКГО «Алней», Е-2 имп/мин										Примечание
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
10		Афон											
		Амин											
		Амакс											
		Аср											
11		Афон											
		Амин											
		Амакс											
		Аср											
12		Афон											
		Амин											
		Амакс											
		Аср											

Рисунок 13, лист 2

Т а б л и ц а __ - Показатели надежности ядерного топлива (ВАО АЭС) - поток обнаружения (выгрузки) ТВС с негерметичными твэлами 20___ году

Период эксплуатации		Продолжительность работы РУ – $E_{эфф}$, эфф.сут				Количество обнаруженных (выгруженных) ТВС с негерметичными твэлами, $N_{нг}$				Показатель надежности ядерного топлива – $W_{нг}$, ТВС/эфф.сут			
		Энергоблок				Энергоблок				Энергоблок			
		№1	№2	№3	№4	№1	№2	№3	№4	№1	№2	№3	№4
Месяц	1												
	2												
	3												
	4												
	5												
	6												
	7												
	8												
	9												
	10												
	11												
	12												
За год													

Рисунок 14

7.2.2 Герметичность контура теплоносителя реактора

Анализ герметичности контура теплоносителя реактора проводится по показателям состояния безопасной эксплуатации (в соответствии с приложением Г), характеризующим целостность отдельных участков контура теплоносителя реактора и всего контура. Эксплуатационная информация, необходимая для расчета этих показателей, представляется в табличной форме, как показано на рисунке 15.

Т а б л и ц а __ - Перечень событий, связанных с разгерметизацией контура теплоносителя реактора энергоблока №___ _____ АС в 20 ___ году

Система, подсистема, оборудование	Дата, время	Признаки и условия обнаружения	Описание неисправности/ Уровень события по ИНЕС	Причины		Последствия и принятые меры	Длительность работы энергоблока с зафиксированной неплотностью, ч	Длительность восстановления, ч	Источник информации
				непосредственные	коренные				

Рисунок 15

Приводятся значения показателя для отчетного года в целом. Указываются также все случаи остановов энергоблока или снижения его мощности, вызванные неплотностью (разгерметизацией) контура теплоносителя реактора; причины возникновения течей или неплотностей, влияющих на нарушение условий нормальной эксплуатации. Приводятся результаты анализа причин нарушения герметичности оборудования, трубопроводов и арматуры контура и последствий разгерметизации контура теплоносителя реактора. Для сальников арматуры следует учитывать протечки выше нормируемых в ТУ на арматуру.

Необходимо провести сравнение полученных значений показателя со значениями этого показателя за последние пять лет и объяснить причины изменения.

7.2.3 Состояние системы герметичных ограждений

В Годовом отчете АС представляется информация об изменении плотности герметичных ограждений в процессе эксплуатации на основании ежегодных испытаний их гермообъема, а также должны быть представлены данные о работах, влияющих на состояние герметичных ограждений.

Результаты испытаний и информация о выполненных мероприятиях представляются в табличной форме, как показано на рисунках 16 и 17.

К ежегодному отчету должны прилагаться протоколы испытаний системы герметичных ограждений на герметичность с результатами измерения параметров.

Т а б л и ц а __ - Результаты испытаний системы герметичных ограждений энергоблока № ___ _____ АС в 20__ году

Дата	Содержание испытаний	Наименование программы испытаний и ее регистрационный номер	Результаты испытаний. Номер документа

Рисунок 16

Т а б л и ц а __ - Перечень выполненных мероприятий (работ) по повышению плотности гермообъема энергоблока № ___ _____ АС в 20___ году

Содержание мероприятия, выполненных работ	Основание

Рисунок 17

7.3 Состояние систем по защите барьеров и сохранению их эффективности (раздел 3)

Выполняется как раздел 3 Годового отчета АС.

7.3.1 Состояние систем безопасности

В данном подразделе Годового отчета АС приводятся результаты анализа готовности систем безопасности, основанного на исследованиях тенденций изменения по годам значений показателей, рассчитанных в соответствии с приложением Д. При составлении Годового отчета необходимо использовать информацию по повреждениям, отказам элементов и срабатыванием СБ из отчетов о расследовании нарушений в работе АС, учитываемых по НП-004-08, и отчетов о расследовании отклонений на АС, учитываемых по РД ЭО 1.1.2.01.0163 (приложение А). В подразделе необходимо привести происшедшие за отчетный период события - повреждения и отказы элементов СБ, обусловившие вывод канала СБ в неплановое ТОиР, или любой вывод канала СБ из режима ожидания, на срок, не предусмотренный технологическим регламентом, а также срабатывания СБ (в т.ч. по ложным сигналам).

7.3.1.1 Характеристика работоспособности систем управления и защиты реактора

В данном пункте Годового отчета АС приводится график распределения численных значений показателя неготовности систем управления и защиты реактора в соответствии с подразделом Д.1.2 (приложение Д) за последние пять лет.

По форме таблицы, показанной на рисунке 18, за отчетный год должен быть приведен перечень повреждений и отказов оборудования систем управления и защиты реактора, в том числе – приведших к «ложному» срабатыванию защит реактора, обеспечивающих функцию безопасности.

Таблица __ - Перечень повреждений и отказов оборудования систем управления и защиты реактора энергоблока № ___ _____ АС в 20___ году

Система, подсистема, оборудование	Дата, время	Условия обнаружения. Вид повреждения, отказа	Описание повреждения, отказа. Оценка по ИНЕС	Причины		Последствия и принятые меры	Расчетное время неготовности, ч	Длительность восстановления, ч	Источник информации
				непосредственные	коренные				

Рисунок 18

В колонке «Описание повреждения, отказа. Оценка по ИНЕС» приводится информация о режимах работы энергоблока и оборудования, при котором произошло повреждение/отказ оборудования систем безопасности, тип (марку) поврежденного/отказавшего оборудования, характер повреждения/отказа, оценка по ИНЕС.

7.3.1.2 Частота срабатываний систем остановки реактора

Приводится информация о неплановых остановах энергоблока действием систем остановки реактора из критического состояния за отчетный год в табличной форме как показано на рисунке 19.

Таблица __ - Перечень неплановых остановов реакторной установки энергоблока № ___ _____ АС действием систем остановки реактора в 20___ году

Номер отчета о расследовании	Дата, время	Описание нарушения	Причины	
			непосредственные	коренные

Рисунок 19

В колонке «Описание нарушения» приводится информация о срабатывании системы остановки реактора с указанием режима работы энергоблока, предшествующего срабатыванию, а также с указанием сигнала управляющей системы, по которому был сформирован режим АЗ (БСМ) или событие, обусловившее «ручное» срабатывание системы остановки реактора, последствия срабатывания системы остановки реактора, оценка по ИНЕС.

В таблице необходимо привести информацию о характере срабатывания систем остановки реакторов:

I - автоматические срабатывания систем остановки реакторов, в т.ч. по ложному сигналу;

II - «ручные» срабатывания систем остановки реакторов.

Приводятся результаты анализа эффективности срабатывания систем остановки реакторов за отчетный период.

Представляется распределение численных значений показателей «Неплановые автоматические аварийные остановы реактора в критическом состоянии на 7000 часов работы энергоблока» *К*саз (в ВАО АЭС используется аббревиатура *UA7*) в соответствии с разделом Д.2 (приложение Д) и «Неплановые аварийные остановы реактора на 7000 часов работы в критическом состоянии» *К*сарз (в ВАО АЭС используется аббревиатура *US7*) в соответствии с разделом Д.3 (приложение Д) за последние пять лет.

Показатели обеспечивают возможность выявления положительных результатов по повышению безопасности энергоблока за счет снижения нежелательных и неплановых переходных режимов.

При анализе необходимо выявить тенденцию изменения показателей по годам, причины срабатывания систем остановки реакторов (включая срабатывание систем остановки реакторов, связанных с выполнением функции безопасности и «ложного» срабатывания систем остановки реакторов). Привести перечень мероприятий, направленных на предотвращение нарушений в работе АС с неплановыми остановами энергоблоков действием систем остановки реакторов.

7.3.1.3 Характеристика работоспособности систем безопасности

Представляется график изменения численных значений показателя неготовности систем безопасности (кроме СУЗ) в соответствии с разделом Д.4 (приложение Д) за последние пять лет.

Кроме того, в табличной форме, как показано на рисунке 20, представляются значения показателя для отдельных систем безопасности за отчетный год.

Т а б л и ц а __ - Показатели неготовности систем безопасности энергоблока № ___ _____ АС в 20___ году

Наименование системы	Условное число каналов, номер	Суммарная продолжительность за год, ч				Значение показателя $K_{НСБ}$ за год
		плановой неготовности	неплановой неготовности	расчетной неготовности	требуемой готовности	

Рисунок 20

Значение показателя приводится для систем, указанных в подразделе Д.4.4 (приложение Д), для соответствующего типа реактора.

Приводится перечень отказов оборудования систем безопасности по каждой системе в отдельности в табличной форме за отчетный год, как показано на рисунке 21.

Т а б л и ц а __ - Перечень повреждений и отказов оборудования систем безопасности энергоблока № ___ _____ АС в 20____ году

Система, подсистема, оборудование, узел	Дата, время	Условия обнаружения. Вид	Описание повреждения, отказа. Оценка по ИНЕС	Причины		Последствия и принятые меры	Расчетное время неготовности,ч	Длительность восстановления, ч	Источник информации
				непосредственные	коренные				

Рисунок 21

В колонке «Описание повреждения, отказа. Оценка по ИНЕС» приводится информация о режимах работы энергоблока и оборудования, при котором произошло повреждение/отказ оборудования систем безопасности, тип (марку) поврежденного/отказавшего оборудования, характер повреждения/отказа, оценка по ИНЕС.

7.3.1.4 Характеристика срабатываний систем безопасности

В данном пункте Годового отчета АС приводится график изменения значения показателя частоты срабатываний систем безопасности (кроме срабатывания АЗ, БСМ реакторов) в соответствии с разделом Д.5 (приложение Д) за последние пять лет.

Кроме того, приводится перечень включений систем безопасности (включая «ложные») в табличной форме за отчетный год, как показано на рисунке 22.

Т а б л и ц а __ - Перечень срабатываний систем безопасности на энергоблоке № ___ _____ АС в 20___ году

Наименование системы, оборудования	Дата, время	Описание события. Оценка по ИНЕС	Причины срабатывания		Последствия срабатывания	Источник информации
			непосредст-венные	коренные		

Рисунок 22

В колонке «Описание события. Оценка по ИНЕС» приводится информация о режимах работы энергоблока и оборудования, при котором произошло срабатывание СБ с указанием названия сработавшей СБ, сигнала по которому сработала СБ, оценка по ИНЕС.

Перечень заполняется отдельно по каждой из систем, перечисленных в подразделе Д.4.4 (приложение Д).

При анализе необходимо выявить тенденции срабатывания СБ, изменения показателя по годам, причины и последствия срабатывания СБ с указанием оценки по ИНЕС. Привести перечень мероприятий, направленных на предотвращение нарушений в работе АС со срабатыванием систем безопасности.

7.3.1.5 Заключение о готовности и состоянии эксплуатации систем безопасности

В данном пункте Годового отчета АС проводится сравнение показателей в соответствии с приложением Д за отчетный год со значениями в предыдущие годы, анализируется тенденция изменения среднегодовых показателей по годам, выявляются наиболее уязвимые места в работе СБ, приводятся мероприятия по повышению технического уровня и качества технического обслуживания СБ.

Дается оценка состояния систем безопасности и оценка готовности СБ.

Оценка готовности СБ и уровня эксплуатации СБ производится комплексно на основании анализа следующей информации:

- данных о характере и видах отказов оборудования СБ (единичные, множественные, в том числе по общей причине, зависимые, независимые, повторяющиеся);
- тенденции изменения показателя неготовности СБ по годам;
- влияния отказов оборудования СБ на безопасность:

а) оценка нарушений в работе АС, связанных с СБ, по ИНЕС;

б) наличие нарушений пределов и/или условий безопасной эксплуатации;

- данных о количестве наложившихся на исходное событие отказах в системах безопасности;
- перечня изменений в системах безопасности и их обслуживании с указанием причин изменений;
- отклонений от проектных характеристик, выявленных при работе и плановых опробованиях систем;
- нарушений графиков опробования и испытаний СБ, их причины, компенсирующие меры;
- данных о срабатываниях СБ:

а) связанных с необходимостью выполнения функции безопасности в любом режиме эксплуатации энергоблока АС (количество срабатываний СБ, имевшие место при этом отказы оборудования СБ, их влияние на безопасность);

б) не связанных с выполнением функции безопасности («ложные» срабатывания каналов или СБ в целом, их влияние на безопасность и на работу энергоблока).

Перечень изменений и замен оборудования систем безопасности, а также мероприятия по результатам расследования нарушений в работе АС приводятся в табличной форме, как показано на рисунках 23 и 24.

Т а б л и ц а __ - Перечень изменений и замен оборудования систем безопасности на энергоблоке № ___ _____ АС в 20___ году

Наименование системы, элемента, узла (защиты, блокировки)	Описание изменений в СБ	Причины изменений	Обосно-вание изменений	Дата, период реализации изменений	Примечание

Рисунок 23

Т а б л и ц а __ - Перечень мероприятий по отчетам о расследовании нарушений в работе АС, направленных на повышение надежности систем безопасности на энергоблоке № ___ _____ АС в 20___ году

Номер отчета о расследовании	Мероприятия для выполнения	Исполнитель	Срок исполнения	Отметка о выполнении: выполнено «+» (дата выполнения), не выполнено «-»	Причины невыполнения

Рисунок 24

7.3.2 Устойчивость работы энергоблока

7.3.2.1 Интенсивность изменений мощности энергоблока

В данном пункте Годового отчета АС представляется график распределения по кварталам за отчетный период показателя изменений мощности энергоблока в соответствии с подразделом Е.1.2 (приложение Е) и изменения среднегодовых показателей за последние пять лет.

По форме, представленной на рисунке 25, приводится информация обо всех плановых и неплановых снижениях мощности энергоблока более чем на 25 % от уровня, предшествовавшего снижению за отчетный год.

Т а б л и ц а __ - Перечень остановов и снижений нагрузки, учитываемых при расчете показателя изменений мощности энергоблока № ___ _____ АС в 20___ году

Дата (день, месяц, год)	Продолжитель-ность, ч	Недовыработка электроэнергии, МВт·ч	Причина изменения режима работы энергоблока

Рисунок 25

По форме, представленной на рисунке 26, приводится перечень нарушений в работе энергоблока, связанных с изменением уровня мощности и учтенных в соответствии с НП-004-08 за отчетный год.

Т а б л и ц а __ - Перечень нарушений в работе энергоблока №___ _____ АС в 20___ году, связанных с изменением уровня мощности (без учета случаев срабатывания АЗ) и подлежащих учету в соответствии с НП-004-08

Дата, время	Уровень Nэ до и после нарушения, МВт	Описание нарушения. Оценка по ИНЕС	Причины		Длительность восстановления, ч	Недовыработка, МВт·ч	Примечание
			непосредст-венные	коренные			

Рисунок 26

В колонке «Описание нарушения. Оценка по ИНЕС» приводится информация о режиме работы энергоблока, систем и оборудования до нарушения, основные события в ходе нарушения, оценка по ИНЕС.

При анализе показателя интенсивности изменения мощности необходимо выявить тенденцию изменения показателя по годам, основные причины отрицательных и положительных тенденций и выполненные мероприятия, способствующие стабилизации показателя и поддержанию его на возможно более низком уровне.

7.3.2.2 Информация для анализа устойчивости работы энергоблока

Для анализа устойчивости работы энергоблока в Годовом отчете АС должны быть представлены данные в табличной форме за отчетный год, как показано на рисунках 27, 28, 29.

Таблица __ - Перечень нарушений пределов и условий безопасной эксплуатации на энергоблоке №___ _____ АС в 20___ году

Номер отчета о расследовании нарушения	Дата, время	Уровень № до и после нарушения, МВт	Описание нарушения	Причины	
				непосредственные	коренные

Рисунок 27

Таблица __ - Перечень нарушений в работе энергоблока № ___ _____ АС в 20__ году, не связанных с изменением уровня мощности энергоблока, но подлежащих учету в соответствии с НП-004-08

Номер отчета о расследовании нарушения	Дата, время	Краткое описание нарушения, Оценка по ИНЕС	Причины	
			непосредственные	коренные

Рисунок 28

В колонке «Краткое описание нарушения. Оценка по ИНЕС» приводится информация о режиме работы энергоблока, систем и оборудования до нарушения, основные события в ходе нарушения, оценка по ИНЕС.

Т а б л и ц а __ - Перечень мероприятий по отчетам о расследовании нарушений в работе _____АС в 20___ году, подлежащих учету в соответствии с НП-004-08, и сведения об их выполнении

Содержание мероприятий	Номер отчета о расследовании нарушения	Планируемый срок выполнения	Ответственный исполнитель	Отметка о выполнении: выполнено «+» (дата выполнения), не выполнено «-»	Причины невыполнения и сроки реализации невыполненных мероприятий

Рисунок 29

7.3.2.3 Анализ нарушений в работе АС

В этом пункте Годового отчета АС дается описание следующих подпунктов:

1) нарушения в работе АС.

В этом подпункте Годового отчета АС приводится полный перечень нарушений в работе АС за отчетный год, учитываемых в соответствии с требованиями НП-004-08, в табличной форме, как показано на рисунке 30.

Т а б л и ц а __ - Перечень нарушений, учитываемых в соответствии с НП-004-08

Номер отчета о рассле-довании нарушения	Дата, время	Краткое описание нарушения, оценка по ИНЕС	Причины	
			непосредст-венные	коренные

Рисунок 30

В колонке «Краткое описание нарушения. Оценка по ИНЕС» приводится краткая информация о режиме работы энергоблока, систем и оборудования до нарушения, основные события в ходе нарушения, оценка по ИНЕС.

Приводятся также значения показателя нарушений в работе АС, подлежащих сообщению регулирующему органу, за последние пять лет, в соответствии с разделом И.2 (приложение И).

Анализируется тенденция изменения среднегодовых значений показателей по годам;

2) мероприятия, направленные на исключение повторения нарушений.

В этом подпункте Годового отчета АС информация о мероприятиях, направленных на исключение повторения нарушений за отчетный год, представляется в табличной форме, как показано на рисунке 31.

Т а б л и ц а __ - Перечень корректирующих и предупреждающих мер по исключению повторения нарушений, подлежащих сообщению регулирующему органу, а также сведения о выполнении этих мероприятий на _____АС в 20___ году

Содержание мероприятий	Номер отчета о расследовании нарушения	Требуемый срок реализации	Ответственный исполнитель	Отметка о выполнении: выполнено «+» (дата выполнения), не выполнено «-»	Причины невыполнения

Рисунок 31

3) неправильные действия персонала.

В этом подпункте Годового отчета АС приводятся значения показателя в соответствии с разделом И.4 (приложение И) за последние пять лет и эксплуатационная информация, необходимая для его расчета, за отчетный год, в табличной форме, как показано на рисунке 32.

Т а б л и ц а __ - Перечень неправильных действий персонала, приведших к нарушениям в работе энергоблока на_____АС в 20___году

Дата нарушения	Описание неправильных действий персонала. Оценка по ИНЕС	Последствия действий персонала	Причины	
			непосредственные	коренные

Рисунок 32

В таблице приводится информация о неправильных действиях оперативного и ремонтного персонала (включая ремонтный персонал сторонних организаций),

содержащаяся в отчетах о расследовании нарушений в работе АС по НП-004-08 и отклонений на АС по РД ЭО 1.1.2.01.0163 (приложение А);

4) мероприятия по повышению качества работы персонала.

В этом подпункте Годового отчета АС приводятся мероприятия, направленные на повышение качества работы персонала за отчетный год, в табличной форме, как показано на рисунке 33.

Таблица __ - Перечень мероприятий по повышению качества работы персонала на _____АС в 20___ году

Содержание мероприятий	Основание	Требуемый срок реализации	Ответственный исполнитель	Отметка о выполнении: выполнено «+» (дата выполнения), не выполнено «-»	Причины невыполнения

Рисунок 33

Должна быть представлена информация о количестве и квалификации оперативного персонала БЩУ (БПУ) и операторов, совершающих обходы.

По данным, содержащимся в подразделе, должен быть проведен анализ тенденции изменения устойчивости работы энергоблока по годам.

7.3.3 Контроль выработки проектного ресурса основного оборудования энергоблока

7.3.3.1 Энергоблоки с ВВЭР

В соответствии с расчетным проектным обоснованием одним из основных факторов, определяющих ресурс РУ с ВВЭР, является циклическое нагружение. Поэтому на стадии эксплуатации выработка ресурса оборудования РУ должна определяться, прежде всего, исходя из анализа его циклической прочности.

Учет режимов, имеющих место на АС с ВВЭР-1000 (В-187, В-338, В-320) и ВВЭР-440 (В-179, В-213, В-230), следует проводить в соответствии с перечнем режимов, указанных в Технологическом регламенте эксплуатации РУ и в проектно-конструкторской документации. Типовые перечни, приведены на рисунках 34-39. В

случае отличия перечней режимов, представленных в технологических регламентах и проектно-конструкторской документации, от приведенных на рисунках 34-39, информацию о режимах следует представлять в соответствие с формой, принятой в технологических регламентах и проектно-конструторской документации.

Информация о фактических режимах эксплуатации должна быть собрана за период с начала эксплуатации, включая пусконаладочные испытания.

При прохождении режимов, параметры которых отличаются от проектных обоснований, в графе 5 формы учета (см. рисунок 41) приводятся дополнительные сведения о режиме, скоростях и значениях изменения параметров.

В случае выявления в процессе эксплуатации механизмов старения элементов АС, ограничивающих возможность эксплуатации основного оборудования РУ или энергоблока в целом, информация о действии таких механизмов представляется в табличной форме, как показано на рисунке 42.

Т а б л и ц а __ - Типовой перечень проектных режимов, подлежащих учету на энергоблоке №___ _____ АС с ВВЭР-1000 (проект В-187) в 20__ году

	Наименование режима	Количество режимов за срок службы	Фактическое количество на конец отчетного периода
	Нормальные условия эксплуатации		
1	Затяг шпилек. Уплотнение и разуплотнение оборудования	100	
2	Гидравлическое испытание по первому контуру: - на прочность - на плотность	 25 210	
3	Гидравлическое испытание ПГ по второму контуру на прочность/плотность: - ПГ-1 - ПГ-2 - ПГ-3 - ПГ-4	 25/60 25/60 25/60 25/60	
4	Плановый разогрев установки из «холодного» состояния до горячего состояния с последующим выходом на номинальную мощность	145	
5	Стационарный режим (колебание мощности в пределах ±2 % от номинального значения обусловленное работой системы регулирования)	неограниченно	
6	Снижение мощности установки со скоростью 0,1 % Nном/сек. от номинального значения до «горячего» состояния	25	
7	Повышение мощности установки с плановой скоростью из горячего состояния до номинального значения мощности	200	
8	Плановый режим подключения ПВД	430	
9	Плановый режим отключения ПВД	265	
10	Срабатывание аварийной защиты реактора с выходом в горячее состояние	255	
11	Плановый режим снижения мощности установки от номинального значения до «горячего» состояния с последующим расхолаживанием	140	
12	Сброс нагрузки на 20 % от текущего значения мощности	550	
13	Наброс нагрузки на 20 % от текущего значения мощности	50	
14	Режим проверки срабатывания емкостей САОЗ (для каждой емкости)	10	
	Нарушение нормальных условий эксплуатации		

Рисунок 34, лист 1

Продолжение таблицы __

	Наименование режима	Количество режимов за срок службы	Фактическое количество на конец отчетного периода
15	Обесточение станции, включая обесточение двух и более ГЦН:		
	- с последующим расхолаживанием	5	
	- без расхолаживания	5	
16	Отключение одного турбогенератора от системы без расхолаживания		
	- при мощности отключаемого ТГ более 100 МВт	270	
	- при мощности отключаемого ТГ менее 100 МВт	200	
17	Отключение двух турбогенераторов от системы с расхолаживанием	2	
18	Режим отключения одной петли из 4-х работающих (число циклов на одну петлю)	55	
	- петля № 1	55	
	- петля № 2	55	
	- петля № 3	55	
	- петля № 4	55	
19	Режим подключения одной петли к трем работающим (число циклов на одну петлю)	55	
	- петля № 1	55	
	- петля № 2	55	
	- петля № 3	55	
	- петля № 4	55	
20	Прекращение подачи питательной воды в парогенераторы	3	
	- ПГ-1	3	
	- ПГ-2	3	
	- ПГ-3	3	
	- ПГ-4	3	
21	Неуправляемый ход вверх регулирующей группы (без последующего расхолаживания)	1	
22	Непредусмотренный ввод холодной воды по линии подпитки первого контура	3	
23	Перерыв электропитания всех 4-х ГЦН на 2-3 сек. с последующим восстановлением	1	
24	Отказ ПВД со снижением температуры питательной воды от 200 °С до 164 °С	135	

Рисунок 34, лист 2

Окончание таблицы __

	Наименование режима	Количество режимов за срок службы	Фактическое количество на конец отчетного периода
25	Одновременное отключение двух турбогенераторов от системы без расхолаживания (со срабатыванием АЗ-1)	75	
26	Непредусмотренный впрыск холодной воды в КД	2	
	Аварийные ситуации		
27	Разуплотнение трубопровода I контура (Ду90)	1	
28	Разуплотнение трубопровода I контура (Ду350)	1	
29	Разрыв главного циркуляционного трубопровода I контура (Ду850)	1	
30	Разрыв парового коллектора ПГ (на энергоблок)	1	
31	Разрыв питательного трубопровода ПГ (на один ПГ, остальные ПГ находятся в режиме прекращения подачи питательной воды)	1	
32	Заклинивание одного ГЦН из четырех ГЦН работающих (на энергоблок)	5	
	- ГЦН-1	5	
	- ГЦН-2	5	
	- ГЦН-3	5	
	- ГЦН-4	5	
33	Выброс управляющего стержня максимальной эффективности	1	
34	Разрыв одной трубки теплообмена в парогенераторе (число циклов на энергоблок)	3	
35	Непосадка предохранительных клапанов ПГ	2	
36	Непосадка предохранительного клапана КД с выходом в холодное состояние	1	
37	Непосадка клапанов устройств сброса пара (БРУ-А, БРУ-К)	3	

Рисунок 34, лист 3

Т а б л и ц а __ - Типовой перечень проектных режимов, подлежащих учету на энергоблоке №___ _____ АС с ВВЭР-1000 (проект В-338) в 20__ году

	Наименование режима	Количество режимов за срок службы	Фактическое количество на конец отчетного периода
	Нормальные условия эксплуатации		
1	Затяг шпилек. Уплотнение и разуплотнения оборудования	200	
2	Раздельное гидравлическое испытание по первому и второму контурам: - на плотность - на прочность	 180 20	
3	Плановый разогрев из «холодного» состояния до «горячего» состояния с последующим выходом на номинальную мощность (скорость подъема мощности - в соответствии с таблицей 4.3)	200	
4	Стационарный режим (колебания мощности в пределах +-2 % от номинального значения)	$7x10^6$	
5	Снижение мощности РУ со скоростью по таблице 4.3 от номинального значения до «горячего» состояния	300	
6	Повышение мощности РУ согласно табл.4.3 графа 1 от «горячего» состояния до номинального значения мощности	1000	
7	Плановый режим отключения ПВД	200	
8	Плановый режим подключения ПВД	200	
9	Срабатывание АЗ-1 с выходом в «горячее» состояние	300	
10	Плановый режим снижения мощности РУ со скоростью согласно табл. 4.3	200	
11	Сброс нагрузки на 20% от текущего значения мощности со скоростью не более 0,05-0,1 %/с	$5x10^4$	
12	Наброс нагрузки от текущего значения мощности согласно табл.4.3	$5x10^4$	
13	Режим проверки срабатывания ГЕ САОЗ	50 (для каждой ГЕ)	
14	Плановое отключение ГЦН	200 на насос	
15	Плановое включение ГЦН ранее не работавшей петли	230 на насос	
16	Заполнение оборудования рабочей средой	60	
17	Опробование ПК КД	По регламенту	
18	Опробование ПК ПГ	По регламенту	
19	Плановое расхолаживание до «холодного» состояния со скоростью до 30 °С /ч	70	

Рисунок 35, лист 1

Продолжение таблицы __

	Наименование режима	Количество режимов за срок службы	Фактическое количество на конец отчетного периода
	Нарушение нормальных условий эксплуатации		
20	Обесточивание станции, включая обесточивание (отключение) 2-ух и более главных циркуляционных насосов: - с последующим расхолаживанием - без расхолаживания	100 5 95	
21	Отключения турбогенератора от системы без расхолаживания (без учета в режиме 1.9)	100	
22	Режим несрабатывания (непосадка) БРУ-А БРУ-К	10 на каждое устройство	
23	Режим отключения одной петли (число циклов на одну петлю)	90	
24	Режим подключения горячей петли к работающим петлям (число циклов на одну петлю)	90	
25	Прекращение подачи питательной воды в парогенераторы	30	
26	Непосадка предохранительных клапанов парогенераторов	По одному на каждый клапан	
27	Неуправляемый ход вверх регулирующей группы (без последующего расхолаживания)	10	
28	Разрыв одной трубки теплообмена в парогенераторе (число циклов на блок)	60	
29	Непредусмотренный ввод холодной воды по линии подпитки первого контура	30	
30	Перерыв электропитания всех четырех главных циркуляционных насосов на 1,4 сек. с последующим восстановлением	100	
31	Отказ ПВД со снижением температуры питательной воды от 220 °С до 164 °С	300	
32	Внезапное отключение турбогенератора от системы без расхолаживания (со срабатыванием аварийной защиты 1 рода)	100	
33	Непредусмотренный впрыск «холодной» воды в компенсатор объема	30	
34	Отключение турбогенератора от системы с расхолаживанием	1	
35	Снижение концентрации борной кислоты в теплоносителе вследствие нарушений в системе борного регулирования	30	
36	Режим работы при нарушении теплоотвода из гермооболочки	30	

Рисунок 35, лист 2

Окончание таблицы __

	Наименование режима	Количество режимов за срок службы	Фактическое количество на конец отчетного периода
37	Режимы аварийного отклонения частоты в сети: - от 50,5 гц до 51 – до 10 с, но не более 60 с в год - от 49 гц до 48 гц – до 5 мин., но не более 20 мин. в год - от 48 гц до 47 гц – до 5 мин., но не более 6 мин. в год - от 47 гц до 46 гц – до 10 с	 10 20 15 10	
38	Ускоренное расхолаживание РУ со скоростью, не более 60 °С /ч	30	
39	Срабатывание системы УРБ	150	
	Аварийные режимы		
40	Разуплотнение трубопроводов первого контура Ду90 (кроме компенсируемых течей)	10	
41	Разуплотнение трубопровода первого контура (Ду350)	1	
42	Обрыв циркуляционного трубопровода (Ду850)	1	
43	Разрыв парового коллектора парогенератора, паропроводов или главного коллектора (на энергоблок)	4 (по одному на ПГ)	
44	Разрыв питательного трубопровода парогенератора (на один ПГ, остальные ПГ находятся в режиме прекращения подачи питательной воды)	1	
45	Заклинивание 1-го главного циркуляционного насоса из 4-х работающих (на энергоблок)	4 (по одному на насос)	
46	Выброс управляющего стержня максимальной эффективности	5	
47	Непосадка предохранительных клапанов компенсатора объема с выходом в «холодное» состояние	по 1 на каждый клапан	

Примечания

1 Число циклов нагружения оборудования, указанное в п.1.3, дано без учета разогрева установки после режимов по пунктам 2.6, 2.7, 2.15 и 3.1-3.8.

2 Число циклов, указанное в режиме 1.6, включает повышение мощности установки после режимов по пунктам 1.5, 1.9, 2.1, 2.2, 2.8-2.10 и 2.13.

3 Суммарное число режимов с нарушением нормальных условий эксплуатации не должно превышать 300.

4 Суммарное число аварийных режимов не должно превышать 30.

Рисунок 35, лист 3

Т а б л и ц а __ - Типовой перечень проектных режимов, подлежащих учету на энергоблоке №___ _____ АС с ВВЭР-1000 (проект В-320) в 20__ году

	Наименование режима	Количество режимов за срок службы	Фактическое количество на конец отчетного периода
	Нормальные условия эксплуатации		
1	Заполнение оборудования рабочей средой, уплотнение оборудования рабочей средой	60	
2	Раздельное гидроиспытание по первому и второму контурам: - на плотность; - на прочность	 100 30	
3	Плановый разогрев из «холодного» состояния со скоростью до 20 °С/ч	130	
4.	Работа на мощности собственных нужд (до 10 % ном. тепл.) при естественной циркуляции теплоносителя	30	
5	«Ложное» срабатывание аварийной защиты реактора	150	
6	Плановое отключение ГЦН	200 на насос	
7	Включение ГЦН ранее неработавшей петли	230 на насос	
8	Отключение ПВД и последующее их включение	300	
9	Закрытие стопорных клапанов одной турбины из двух работающих	200	
10	Опробование пассивного узла САОЗ	50	
11	Плановое расхолаживание до «холодного» состояния со скоростью 30 °С/ч	70	
	Нарушение нормальных условий эксплуатации		
12	Обесточивание ГЦН	30	
13	Закрытие стопорных клапанов: последней работающей турбины турбины моноблока	 100 150	
14	Полное обесточивание АС	10	
15	Прекращение подачи питательной воды в ПГ	30	
16	Неуправляемое извлечение группы ОР СУЗ из активной зоны	30	
17	Снижение концентрации борной кислоты в теплоносителе вследствие нарушений в системе борного регулирования	30	
18	Режим течи ПГ: разрыв трубки теплообмена	30	
19	«Ложный» впрыск в КД от штатного узла подпитки с температурой воды от 60 °С до 70 °С	10	
20	Внезапный переход на подпитку первого контура с температурой воды 60 °С до 70 °С	30	

Рисунок 36, лист 1

Окончание таблицы __

	Наименование режима	Количество режимов за срок службы	Фактическое количество на конец отчетного периода
21	Режимы работы при нарушении теплоотвода из герметичной оболочки	30	
	Аварийные режимы		
22	Режимы аварийного отклонения частоты в сети: От 50,5 Гц до 51 Гц – до 10 с, но не более 60 с/год От 49 Гц до 48 Гц – до 5 мин, но не более 20 мин/год От 48 Гц до 47 Гц – до 1 мин, но не более 6 мин/год От 47 Гц до 46 Гц – до 10 с	 10 20 15 10	
23	Ускоренное расхолаживание РУ со скоростью 60 °С/ч	30	
24	Срабатывание систем УРБ	150	
25	Режим малой течи: разрыв трубопроводов первого контура Ду менее 100 мм	15	
26	Режим большой течи: разрыв трубопроводов первого контура Ду более 100 мм, включая Ду850	1	
27	Непосадка предохранительного клапана КД	По одному на каждый клапан	
28	Непосадка предохранительного клапана ПГ	По одному на каждый ПГ	
29	Непосадка клапанов устройств сброса пара (БРУ-А, БРУ-К)	По одному на каждое устройство	
30	Выброс ОР СУЗ при разрыве чехла привода	5	
31	Мгновенное заклинивание ГЦН	По одному на насос	
32	Разрыв паропровода ПГ	По одному на ПГ	
33	Разрыв трубопровода питательной воды ПГ	По одному на ПГ	
34	Разрыв паропровода острого пара	1	

Примечания

1 Суммарное число режимов с нарушениями нормальных условий эксплуатации не должно превышать 300 за весь срок службы.

2 Допустимое количество режимов и условия нагружения, а также ресурс работы трубопроводов вспомогательных систем, непосредственно примыкающих к трубопроводам первого контура до первой запорной арматуры, и повреждение которых может быть исходным событием аварии, соответствуют режимам, условиям нагружения, ресурсу соответствующего оборудования первого контура.

Рисунок 36, лист 2

Таблица __ - Типовой перечень проектных режимов, подлежащих учету на энергоблоке №___ _____ АС с ВВЭР-440 (проект В-179) в 20__ году

	Наименование режима	Суммарное количество циклов за 45 лет	Фактическое количество по энергоблоку на конец отчетного периода
	Нормальные условия эксплуатации		
1	Нормальный пуск из «холодного» состояния	100	
2	Пуск из «полугорячего» состояния	50	
3	Нормальная остановка с расхолаживанием, в том числе: – до «холодного» состояния – до «полугорячего» состояния	150 100 50	
4	Аварийная остановка (включая ложное срабатывание аварийной защиты)	100	
5	Пуск из «горячего» состояния после аварийной остановки	100	
6	Сброс нагрузки со 100 % $N_{ном}$ до мощности собственных нужд (около 10 % $N_{ном}$)	40	
7	Быстрый пуск с уровня мощности собственных нужд (10 % $N_{ном}$) до 100 % $N_{ном}$	40	
8	Ступенчатое снижение нагрузки со 100 % до 50 % $N_{ном}$	210	
9	Ступенчатое повышение нагрузки с 50 % до 100 % $N_{ном}$	210	
10	Изменение нагрузки на (2÷5) % $N_{ном}$ в интервале (10÷105) % $N_{ном}$ с минимальной паузой между циклами не менее 1 минуты	Неограниченно	
11	Ступенчатое изменение нагрузки (повышение или понижение) на (5÷10) % $N_{ном}$ без превышения $N_{ном}$	20000	
12	Стационарный режим при номинальных параметрах	Неограниченно	
13	Отключение ПВД на каждом турбоагрегате при работе парогенераторов на мощности	340	
14	Плановое отключение/подключение циркуляционной петли при работе на мощности (вывод в «горячий» резерв/ввод в работу из «горячего» резерва): – циркуляционная петля № 1 – циркуляционная петля № 2 – циркуляционная петля № 3 – циркуляционная петля № 4 – циркуляционная петля № 5 – циркуляционная петля № 6	 160/160 160/160 160/160 160/160 160/160 160/160	
15	Гидроиспытания по 1 контуру: – на плотность – на прочность	 120 25	

Рисунок 37 , лист 1

Продолжение таблицы __

	Наименование режима	Суммарное количество циклов за 45 лет	Фактическое количество по энергоблоку на конец отчетного периода
16	Гидроиспытания ПГ по 1 контуру на прочность/плотность: – ПГ–1 – ПГ–2 – ПГ–3 – ПГ–4 – ПГ–5 – ПГ–6	 25/150 25/150 25/150 25/150 25/150 25/150	
17	Гидроиспытания ПГ по 2 контуру на прочность/ плотность: – ПГ–1 – ПГ–2 – ПГ–3 – ПГ–4 – ПГ–5 – ПГ–6	 25/110 25/110 25/110 25/110 25/110 25/110	
18	Срабатывание ИПУ ПГ: – при пусках энергоблока (плановая проверка от ключа управления) – при работе на мощности, с закрытием по уставке	 60 15	
19	Срабатывание ИПУ КО: – при пусках энергоблока (плановая проверка от ключа управления) – при работе на мощности, с закрытием по уставке	 60 3	
20	Незапланированное отключение/включение ГЦН: – ГЦН № 1 – ГЦН № 2 – ГЦН № 3 – ГЦН № 4 – ГЦН № 5 – ГЦН № 6	 40/40 40/40 40/40 40/40 40/40 40/40	
	Нарушение нормальных условий эксплуатации		
21	Полное осушение одного ПГ по второму контуру без снижения давления в 1 контуре и снижением давления по 2 контуру до атмосферного (при номинальных параметрах, реактор подкритичен)	По 3 для каждого ПГ	0
22	Полное осушение одного ПГ по 2 контуру без снижения давления со стороны 2 контура	По 3 для каждого ПГ	0

Рисунок 37 , лист 2

Окончание таблицы __

	Наименование режима	Суммарное количество циклов за 45 лет	Фактическое количество по энергоблоку на конец отчетного периода
23	Заполнение осушенного ПГ по 2 контуру	По 3 для каждого ПГ	0
24	Заклинивание ГЦН	1	0
25	Выход из строя одного электропитательного насоса (ЭПН) и невключение резервного	10	
26	Полное обесточивание АС	10	
27	Подача питательной воды в ПГ с температурой в диапазоне (5–158) °С	3	
28	Неуправляемое движение вверх кассет АРК с рабочей скоростью со срабатыванием аварийной защиты	3	
29	Обесточивание трех ГЦН из шести (пяти, четырех, трех)	3	
30	Прекращение подачи основной питательной воды	3	
31	Включение системы аварийной подпитки 1 контура (при номинальных параметрах)	3	
32	Расхолаживание аварийного ПГ и отключённой петли после образования течи теплообменной трубки ПГ	По 2 цикла для каждого ПГ	
	Аварийные ситуации		
33	Разрыв паропровода ПГ	1	
34	Разрыв ГПК	1	
35	Разрыв трубопровода питательной воды	1	
36	Непосадка ИПУ ПГ	1	
37	Непосадка ИПУ КО	1	
38	Выброс кассеты АРК из активной зоны в результате разрыва чехла СУЗ	1	
39	Разрыв теплообменной трубки ПГ	По одному на каждом ПГ	
40	Разрывы трубопровода 1 контура Ду100 и менее	3	

Рисунок 37, лист 3

Таблица __ - Типовой перечень проектных режимов, подлежащих учету на энергоблоке №___ _____ АС с ВВЭР-440 (проект В-213) в 20__ году

	Наименование режима	Допустимое количество циклов	Достигнутое количество циклов на 01.01.20__
	Нормальные условия эксплуатации		
1	Перевод энергоблока из состояния ХО в состояние РМ	160	
2	Перевод энергоблока из состояния ГО в состояние РМ	40	
3	Нормальный останов, в том числе: – до состояния ХО; – до состояния ГО.	 160 40	
4	Аварийный останов (в том числе ложное срабатывание АЗ).	130	
5	Перевод энергоблока из состояния ГО в состояние РМ после аварийного останова	125	
6	Сброс полной нагрузки [со 100 %Nном до мощности собственных нужд – 10 %Nном]	25	
7	Быстрый перевод с уровня мощности собственных нужд до 100 %Nном	15	
8	Ступенчатое снижение нагрузки со 100 %Nном до 50 %Nном	185	
9	Ступенчатое повышение нагрузки с 50 %Nном до 100 %Nном	110	
10	Ступенчатое изменение нагрузки (повышение или понижение) на (5 ÷ 10) %Nном] без превышения мощности 100 %Nном	2540	
11	Отключение ПВД при работе реактора в режиме РМ	330	
12	Отключение ГЦН в состоянии РМ [Nтек > 20 %Nном]	125	
13	Подключение ГЦН в состоянии РМ [Nтек > 20 %Nном]	120	
14	Гидроиспытание РУ по 1 контуру: -на плотность; -на прочность	 135 30	
15	Гидроиспытание петель по 1 контуру: -на плотность; -на прочность	 165 50	
16	Гидроиспытание по 2 контуру: -на плотность; -на прочность	70 60	
17	Проверка исправности действия ПК ПГ: - при пусках энергоблока; - при работе на мощности	 125 5	
18	Проверка исправности действия ПК КД без превышения Рном: - при пусках энергоблока; - при работе на мощности	 125 5	

Рисунок 38, лист 1

Продолжение таблицы __

	Наименование режима	Допустимое количество циклов	Достигнутое количество циклов на 01.01.20__
	Нарушения нормальной эксплуатации		
10	Полное осушение одного ПГ по 2 контуру без снижения давления со стороны 2 контура	3	
20	Заклинивание (быстрая остановка) ГЦН	3	
21	Выход из строя одного питательного насоса и невключение резервного насоса	5	
22	Подача питательной воды в ПГ с температурой от +5 °С до +164 °С (для состояния РМ)	3	
23	Полное обесточивание АС	5	
24	Расхолаживание дефектного ПГ и отключённой петли после разрыва теплообменной трубки ПГ	По два цикла на каждый ПГ	
25	Неуправляемое движение вверх кассет АРК с рабочей скоростью со срабатыванием АЗ	3	
26	Отключение трёх и более ГЦН, из шести, пяти, четырёх или трёх работающих	25	
27	Прекращение подачи питательной воды	13	
28	Подача холодной воды в 1 контур насосами аварийного ввода бора высокого давления	26	
	Аварийные ситуации		
29	Разрыв трубопровода Dy 500.	1	
30	Разрыв трубопровода 1 контура: Dy 250, Dy 200, Dy 135, Dy 90 и менее, трубки ПГ	По одному (суммарно не более 10)	
31	Разрыв ГПК	1	
32	Разрыв паропровода	1	
33	Разрыв трубопроводов питательной воды	1	
34	Непосадка ПК ПГ (для состояния РМ)	1	
35	Непосадка ПК КД (для состояния РМ)	1	
36	Срабатывание ПК ПГ в состоянии РМ без превышения Рном	20	
37	Срабатывание ПК КД в состоянии РМ без превышения Рном	17	
38	Выброс кассеты АРК из активной зоны реактора в результате разрыва чехла СУЗ	1	

Рисунок 38, лист 2

Окончание таблицы __

Наименование режима	Допустимое количество циклов	Достигнутое количество циклов на 01.01.20__
Примечания 1 Состояние «холодный останов» (ХО): - реактор подкритичен; - концентрация борной кислоты в первом контуре не ниже величины, обеспечивающей (с учётом погрешности расчёта и контроля) подкритичность реактора не менее 0,02 (без учёта введённых в активную зону кассет АРК) для разотравлённого состояния и температуре теплоносителя первого контура 20 °С на данный момент кампании (по расчётам нейтронно физической характеристики данной топливной загрузки); - средняя температура теплоносителя первого контура <70 °С; давление в первом контуре не более 30 кгс/см^2; - отвод остаточных тепловыделений от реактора осуществляется через, как минимум, одну петлю, при этом ещё одна петля должна находиться в резерве, либо через две петли без резерва; - первый контур уплотнён. 2 Состояние «горячий останов» (ГО): - реактор подкритичен; - концентрация борной кислоты в первом контуре не ниже величины, обеспечивающей подкритичность реактора не менее 0,01 (без учёта введённых в активную зону кассет АРК) на данный момент кампании в разотравлённом состоянии; средняя температура теплоносителя первом контура – от 255°С до 258 °С; - давление в парогенераторах – (44-47) кгс/см^2; - давление в КД – (125±2) кгс/см^2; - в работе не менее трёх циркуляционных петель; - кассеты АРК (I-V) групп находятся на ВКВ, положение VI группы кассет АРК удовлетворяет требованиям технологического регламента, либо все кассеты АРК находятся на НКВ.		

Рисунок 38, лист 3

Т а б л и ц а __ - Типовой перечень проектных режимов, подлежащих учету на энергоблоке №___ _____ АС с ВВЭР-440 (проект В-230) в 20__ году

	Наименование состояний энергоблока	Количество циклов по технологическому регламенту	Фактическое количество на конец отчетного периода
	Нормальная эксплуатация		
1	Перевод энергоблока из состояния ХО в состояние РМ	120	
2	Перевод энергоблока из состояния ГО в состояние РМ	150	
3	Перевод энергоблока из режима «Разогрев энергоблока», при котором средняя температура теплоносителя первого контура более 70 °С и менее 255 °С в состояние ГО	60	
4	Перевод энергоблока из состояния РМ в состояние ХО	120	
5	Перевод энергоблока из состояния РМ в состояние ГО	60	
6	Перевод энергоблока из состояния ГО в режим «Расхолаживание энергоблока» при котором средняя температура теплоносителя первого контура более 70 °С и менее 255 °С	60	
7	Сброс электрической нагрузки со 100 % Nном до мощности собственных нужд	30	
8	Быстрый пуск с уровня мощности собственных нужд до 100 % Nном	30	
9	Ступенчатое снижение электрической нагрузки (со 100 % Nном до 50 % Nном)	120	
10	Ступенчатое повышение электрической нагрузки (с 50 % Nном до 100 % Nном)	120	
11	Отключение ПВД при нахождении энергоблока в состоянии РМ	250	
12	Ввод циркуляционной петли в «горячий» резерв /вывод циркуляционной петли из «горячего» резерва	140/140	
13	Гидроиспытания реактора на прочность/плотность	32/70	
14	Гидроиспытания циркуляционных петель на прочность/плотность	45/75	
15	Гидроиспытания ПГ-1÷6 по второму контуру на прочность/плотность	30/70	
16	Срабатывание ИПУ ПГ (при нахождении энергоблока в состоянии ГО)	80	
17	Срабатывание ИПУ КД (при нахождении энергоблока в состоянии ГО)	65	
18	Незапланированное отключение/включение ГЦН-1÷6	20/20	
19	Срабатывание аварийной защиты реактора	90	

Рисунок 39, лист 1

Окончание таблицы __

Наименование состояний энергоблока	Количество циклов по технологическому регламенту	Фактическое количество на конец отчетного периода
Нарушение нормальной эксплуатации		
20 Полное осушение одного ПГ по второму контуру, без снижения давления со стороны второго контура	3	
21 Заполнение осушенного ПГ по второму контуру	3	
22 Заклинивание ГЦН	1	
23 Выход из строя одного ПЭН и невключение резервного	10	
24 Полное обесточивание энергоблока	10	
25 Подача в ПГ воды с температурой в диапазоне от 5 °С до 40 °С (работа ДСАП)	5	
26 Обесточивание трех ГЦН	5	
27 Прекращение подачи питательной воды	3	
28 Неуправляемое движение вверх кассет АРК с рабочей скоростью со срабатыванием аварийной защиты	3	
29 Подача теплоносителя в первый контур системой аварийной подпитки (при нахождении энергоблока в состоянии ГО, РК, РМ)	8	
30 Срабатывание ИПУ ПГ (при нахождении энергоблока в состоянии РМ), с закрытием по уставке	20	
31 Срабатывание ИПУ КД (при нахождении энергоблока в состоянии РМ), с закрытием по уставке	3	
Аварии		
32 Разрыв паропровода ПГ	1	
33 Разрыв ГПК	1	
34 Разрыв трубопровода питательной воды	1	
35 Непосадка ИПУ ПГ	2	
36 Непосадка ИПУ КД	1	
37 Выброс кассеты АРК из активной зоны в результате разрыва чехла СУЗ	1	
38 Разрыв теплообменной трубки ПГ	2 - на одном ПГ, ≤ 6 - на энергоблоке	
39 Разрывы трубопроводов первого контура Ду100 и менее	3	

Рисунок 39, лист 2

7.3.3.2 Энергоблоки с РБМК, БН и ЭГП

Для оценки остаточного ресурса энергоблоков с реакторами типа РБМК, БН и ЭГП необходимо проводить учет режимов, имевших место на АС, в соответствии с перечнями режимов, определенными Главным конструктором и Генеральным проектировщиком в технических обоснованиях безопасности и в проектно-конструкторской документации, содержащей расчеты на циклическую прочность элементов оборудования.

Информация о фактических режимах эксплуатации должна быть собрана за период с начала эксплуатации, включая пусконаладочные испытания, по настоящее время.

При наличии режимов, отличающихся от проектных, приводятся дополнительные сведения о режимах, скоростях и значениях изменения параметров в табличной форме, как показано на рисунке 41.

Учет режимов, имеющих место на АС с РБМК, следует проводить по форме таблицы, приведенной на рисунке 40, на энергоблоке № 3 Белоярской АС с реактором БН – по форме таблицы, приведенной на рисунке 43, а на энергоблоках с ЭГП – по форме таблицы, приведенной на рисунке 44.

В случае отличия перечней режимов, представленных в технологических регламентах и проектно-конструкторской документацией, от приведенных на рисунках 40, 43, 44, информацию о режимах следует представлять в соответствие с формой, принятой в технологических регламентах и проектно-конструторской документацией.

В случае выявления в процессе эксплуатации механизмов старения элементов АС, ограничивающих возможность эксплуатации основного оборудования РУ или энергоблока в целом, информация о действии таких механизмов представляется в табличной форме, как показано на рисунке 42.

Т а б л и ц а __ - Перечень проектных режимов, подлежащих учету на энергоблоках с РБМК в 20__ году

Наименование режима	Предельное количество режимов, установленное проектом (информация из ТОБ)	Фактическое количество режимов на конец отчетного периода	Примечание
Нормальные условия эксплуатации			
1 Разогрев со скоростью 10 °С/ч			
2 Расхолаживание со скоростью ≤ 10 °С/ч			
3 Частичное снижение мощности реактора			
4 Расхолаживание ГЦН при работе реактора на мощности			
5 Пуск ГЦН из холодного состояния на горячий контур			
6 Гидравлические испытания (включая послемонтажные)			
7 Перегрузка ТК при работе реактора на мощности			
Нарушение нормальных условий эксплуатации и аварийные ситуации			
1 Аварийное расхолаживание со скоростью > 10 °С/ч			
2 Срабатывание САОР			
3 Прекращение подачи пит. воды			
4 Обесточивание собственных нужд			
5 Срабатывание АЗ			
6 Срабатывание БАЗ			
7 Быстрое управляемое снижение мощности			
8 Аварийное расхолаживание при полном обесточивании			
П р и м е ч а н и е - Наименования режимов приняты в соответствии с отчетом ОАО «НИКИЭТ» [7].			

Рисунок 40

Т а б л и ц а __ - Форма учета режимов эксплуатации реакторной установки на энергоблоке №___ _____ АС в 20___ году

Время режима	Наименование режима в соответствии с ТУ на РУ	Исходное состояние параметров РУ	Конечное состояние параметров РУ	Дополнительные сведения о режиме, скоростях и значениях изменения параметров, работе защитных регулирующих устройств	Источник информации

Рисунок 41

Т а б л и ц а __ - Форма учета сведений о действии механизмов старения, ограничивающих возможность эксплуатации основного оборудования РУ или энергоблока в целом

Элемент энергоблока	Компонент или узел	Механизм старения	Допустимое значение параметра, определяющего предельное состояние	Номинальное (исходное) значение параметра, определяющего предельное состояние	Фактическое значение параметра, определяющего предельное состояние

Рисунок 42

Т а б л и ц а __ - Перечень проектных режимов, подлежащих учету на энергоблоке № 3 Белоярской АС с БН-600 в 20__ году

Наименование режима в соответствии с ТР (ТУ на РУ)	Предельное количество режимов, установленное проектом (информация из ТОБ)	Фактическое количество на конец отчетного периода			Примечание
Реакторная установка					
1 Изменение мощности реактора в пределах от 25 % Nном до 100 % Nном со скоростью изменения температуры натрия на выходе из реактора на более 30 °С/ч	Не ограничено				
2 Останов реактора со скоростью снижения температуры натрия на выходе из реактора не более 30 °С/ч с расхолаживанием до температуры натрия в баке реактора от 220 °С до 250 °С	150				
3 Срабатывание БАЗ реактора с расхолаживанием до температуры натрия в баке реактора от 220 °С до 250 °С	200				
4 Пуск энергоблока после останова реактора или срабатывания БАЗ реактора со скоростью изменения температуры натрия на выходе из реактора не более 30 °С/ч	350				
5 Подключение неработающей петли на работающем энергоблоке при двух других работающих петлях	200				
6 Гидравлические испытания контуров					
7 Полное обесточивание					
Парогенераторы					
		4ПГ	5ПГ	6ПГ	
8 Разгрузка ПГ в процессе планового останова					
9 Отключение ПГ петли действием защиты (или оператором) или разгрузка ПГ при срабатывании БАЗ реактора (в том числе при обесточивании собственных нужд)	220				
10 Пуск ПГ после останова энергоблока или срабатывания БАЗ от уровня температуры натрия второго контура 250 °С	320				
11 Подключение одного ПГ при двух других работающих в процессе подключения неработающей петли на работающем энергоблоке	100				
12 Гидравлические испытания контуров					
13 Полное обесточивание					

Рисунок 43

Таблица __ - Перечень проектных режимов эксплуатации барабана-сепаратора, подлежащих учету, на энергоблоках № 1, 2, 3 и 4 Билибинской АС с ЭГП-6 в 20___ году

Номер энергоблока	Предельное количество режимов, установленное проектом	Фактическое количество режимов на конец года	Примечание
Срабатывание АЗ-1			
энергоблок № 1			
энергоблок № 2			
энергоблок № 3			
энергоблок № 4			
Штатный пуск и останов			
энергоблок № 1			
энергоблок № 2			
энергоблок № 3			
энергоблок № 4			
Инспекционные и эксплуатационные гидроиспытания (гидравлические испытания контуров)			
энергоблок № 1			
энергоблок № 2			
энергоблок № 3			
энергоблок № 4			
Общее количество циклов нагружения барабана-сепаратора			
энергоблок № 1			
энергоблок № 2			
энергоблок № 3			
энергоблок № 4			
Циклы разогрева-расхолаживания с аварийной скоростью			
энергоблок № 1			
энергоблок № 2			
энергоблок № 3			
энергоблок № 4			
Полное обесточивание			
энергоблок № 1			
энергоблок № 2			
энергоблок № 3			
энергоблок № 4			

Рисунок 44

7.3.4 Характеристика водно-химических режимов контуров энергоблока

Для выполнения анализа ведения водно-химического режима основных контуров энергоблока с точки зрения его влияния на состояние безопасной эксплуатации в Годовом отчете АС должны содержаться таблицы с результатами статистической обработки эксплуатационных данных химического контроля качества водных сред за отчетный период. На рисунках 46-52 представлены формы записи сведений для конкретных типов энергоблоков, включая, АС с ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК, БН и ЭГП.

На рисунке 45 представлена общая для различных типов энергоблоков форма записи сведений об имевших место отклонениях регламентируемых показателей качества теплоносителя основных технологических контуров, воды бассейнов выдержки отработавшего топлива, борированных растворов систем безопасности и других, важных для безопасности вспомогательных систем, с указанием продолжительности и наибольшей величины отклонений, а также причин и последствий отклонений в течение отчетного периода.

Таблица __ - Общая статистика отклонений нормируемых показателей качества теплоносителя основных технических контуров и важных для безопасности вспомогательных систем на энергоблоке №___ _____АС в 20___ году

Контроли-руемая среда, наименование системы	Обозначение показателя качества, размерность	Предельное значение показателя	Дата и время начала отклонения	Наибольшая величина отклонения показателя	Продолжительность отклонения, ч	Возможные причины, последствия отклонения, реализованные мероприятия, номер акта отказа или отчета о расследовании нарушения в работе

Рисунок 45

В разделе по ведению водно-химического режима второго контура на АС с ВВЭР-1000 и ВВЭР-440 должны приводится результаты осмотров парогенераторов,

проведенных химических отмывок, а также выполненные мероприятия по совершенствованию химической технологии на энергоблоках.

АС на основании представленных данных проводит анализ ведения ВХР основных технологических контуров и важных для безопасности вспомогательных систем энергоблока. При этом выполняется проверка соответствия поддерживаемого ВХР требованиям нормативной документации, анализируются тенденции изменения показателей качества водных сред по годам (за последние пять лет); указываются возможные причины нарушений регламентируемых показателей и выполненные мероприятия по их устранению. Представленная в Годовом отчете АС информация должна позволить сделать заключение о влиянии ведения ВХР на безопасность энергоблока, отражая следующее:

- требования обеспечения ядерной безопасности (соответствие нормативным требованиям результатов измерения содержания изотопа ^{10}B в поступающей на АС борной кислоте, теплоносителе и емкостях систем безопасности, бассейне выдержки топлива, поддержание регламентируемой концентрации борной кислоты в теплоносителе и емкостях систем безопасности, бассейне выдержки топлива);
- обеспечение коррозионной надежности оборудования и трубопроводов;
- минимизацию эрозионно-коррозионного износа трубопроводов, исключение процессов коррозионного растрескивания;
- обеспечение минимального роста отложений на поверхностях ТВС;
- обеспечение минимального накопления радиоактивных продуктов коррозии и приемлемой радиационной обстановки при ремонтных стоянках;
- минимизацию количества отходов и сбросов в окружающую среду;
- обеспечение водородной взрывопожаробезопасности.

Т а б л и ц а __ - Среднемесячные значения показателей качества теплоносителя первого контура энергоблоков АС с реакторами ВВЭР-1000 в периоды работы энергоблока №___ _____ АС на мощности в 20___ году

Месяц года	H_3BO_3, г/дм^3	NH_3, мг/дм^3	K+Li+Na, ммоль/дм^3	H_2, мг/дм^3	O_2, мкг/дм^3	Cl, мкг/дм^3
Норма			Диапазон допустимых значений нормируемых показателей		Допустимое значение нормируемого показателя	

Рисунок 46

Т а б л и ц а __ - Среднемесячные значения показателей качества теплоносителя первого контура энергоблоков АС с реакторами ВВЭР-440 в периоды работы энергоблока №___ _____ АС на мощности в 20___ году

Месяц года	H_3BO_3, г/дм^3	NH_3, мг/дм^3	K+Li+Na, ммоль/дм^3	H_2, мг/дм^3	O_2, мкг/дм^3	Cl, мкг/дм^3
Норма			Диапазон допустимых значений нормируемых показателей		Допустимое значение нормируемого показателя	

Рисунок 47

Таблицы, приведенные на рисунках 46 и 47, формируются АС с учетом следующей информации в виде примечаний к данным таблицам (или по тексту).

В примечаниях к таблицам, приведенным на рисунках 46 и 47 (или по тексту), указываются:

- результаты дополнительного диагностического химического контроля при отклонениях нормируемых показателей качества теплоносителя;
- периоды дозирования калия гидроксида, а также работы H^+-катионитных и OH^--анионитных фильтров установки очистки теплоносителя;
- режимы работы установок очистки теплоносителя, включая среднюю производительность, периоды работы реактора с отключенными установками непрерывной очистки теплоносителя для проведения регенераций или замены сорбентов.

Таблица __ - Среднемесячные значения показателей качества рабочей среды второго контура энергоблоков с реакторами ВВЭР-1000 в периоды работы энергоблока №_____АС на мощности в 20___ году*

Месяц года	Питательная вода ПГ		Продувочная вода ПГ из «солевых отсеков»																Расчетное значение pHт в ПГ				Величина присосов в конденсаторах турбины
	O_2, мкг/дм^3	$X_н$, мкСм/см	$X_н$, мкСм/см				Na, мкг/дм^3				Cl, мкг/дм^3				SO_4, мкг/дм^3				ед.pH.				дм^3/ч
Допустимое значение **	**	**	**				**				**				**								
			ПГ-1	ПГ-2	ПГ-3	ПГ-4	ПГ-1	ПГ-2	ПГ-3	ПГ-4	ПГ-1	ПГ-2	ПГ-3	ПГ-4	ПГ-1	ПГ-2	ПГ-3	ПГ-4	ПГ-1	ПГ-2	ПГ-3	ПГ-4	
среднее																							

Примечания:

1 Таблицу, приведенную на рисунке 48, для Годового отчета формирует АС со следующей информацией в виде примечаний к данной таблице (или по тексту):

- результаты дополнительного диагностического химического контроля рабочей среды второго контура при отклонениях нормируемых показателей;
- результаты осмотров парогенераторов в период планового ремонта прошедшего года (количество и состав отложений), результаты проведенных химических промывок ПГ (количество выведенных продуктов коррозии);
- мероприятия по совершенствованию химической технологии по ВХР второго контура и повышению уровня эксплуатации, выполненные персоналом за анализируемый период.

2 АС направляет таблицу в АО «ВНИИАЭС» для дополнения следующей информацией:

- расчетные значения pHт в продувочной воде ПГ;
- величина присосов охлаждающей воды в конденсаторах турбин.

3 В примечании к таблице, приведенной на рисунке 48 (или по тексту), должны быть представлены значения следующих величин:

- средней производительности и состава рабочих ниток фильтров установки очистки продувочной воды парогенераторов (СВО-5);
- среднего расхода конденсата через блочную обессоливающую установку очистки (БОУ) и количества ФСД БОУ в работе;
- среднего расхода подпитки второго контура добавочной водой с установки ХВО.

*Для энергоблока № 5 Нововоронежской АС данные химического контроля питательной воды ПГ указываются для каждой турбоустановки.

**Допустимые значения устанавливаются в соответствии с принятым водно-химическим режимом второго контура для конкретного энергоблока.

Рисунок 48

Т а б л и ц а ___ - Среднемесячные значения показателей качества рабочей среды второго контура энергоблоков с реакторами ВВЭР-440 в периоды работы энергоблока * №_____ АС на мощности в 20___ году

Месяц года	Питательная вода ПГ		Продувочная вода ПГ																						Расчетное значение pHт в ПГ						Величина присосов в конденсаторах турбин
	O_2, мкг/дм^3	$X_н$, мкСм/см	$X_н$, мкСм/см						Cl, мкг/дм^3						Na, мкг/дм^3										ед.pH.						дм^3/ч
Допустимое значение	10,0	0,5	6,0						150,0						300,0																
			ПГ-1	ПГ-2	ПГ-3	ПГ-4	ПГ-5	ПГ-6	ПГ-1	ПГ-2	ПГ-3	ПГ-4	ПГ-5	ПГ-6	ПГ-1	ПГ-2	ПГ-3	ПГ-4	ПГ-5	ПГ-6	ПГ-1	ПГ-2	ПГ-3	ПГ-4	ПГ-5	ПГ-6							
среднее																															

Примечания:

1 Таблицу, приведенную на рисунке 49 для Годового отчета, формирует АС со следующей информацией в виде примечаний к данной таблице (или по тексту):

- результаты дополнительного диагностического химического контроля рабочей среды второго контура при отклонениях нормируемых показателей;
- результаты осмотров парогенераторов в период планового ремонта прошедшего года (количество и состав отложений), результаты проведенных химических промывок ПГ (количество выведенных продуктов коррозии);
- мероприятия по совершенствованию химической технологии по ВХР второго контура и повышению уровня эксплуатации, выполненные персоналом за анализируемый период.

2 АС направляет таблицу в АО «ВНИИАЭС» для дополнения следующей информацией:

- расчетные значения pHт в продувочной воде ПГ;
- величина присосов охлаждающей воды в конденсаторах турбин.

3 В примечании к таблице, приведенной на рисунке 49 (или по тексту), должны быть представлены значения следующих величин:

- средней производительности и состава рабочих ниток фильтров установки очистки продувочной воды парогенераторов (СВО-5);
- среднего расхода подпитки второго контура добавочной водой с установки ХВО.

*Данные химического контроля продувочной воды указываются для каждого ПГ, а питательной воды – для каждой турбины.

Рисунок 49

Т а б л и ц а __ - Среднемесячные значения показателей качества теплоносителя основного технологического контура и контура охлаждения СУЗ реактора энергоблоков с РБМК в периоды работы энергоблока №___ _____ АС на мощности в 20___ году

Месяц года	Вода КМПЦ			Питательная вода		Вода контура охлаждения СУЗ	
	X, МкСм/см	Cl, мкг/ дм^3	Си, мкг/ дм^3	X, мкСм/см	O_2, мкг/ дм^3	pH	Cl, мкг/ дм^3
Норма							

Рисунок 50

В примечании к таблице, приведенной на рисунке 50 (или по тексту), указываются:

- результаты дополнительного диагностического химического контроля при отклонениях (диагностические показатели указываются при отклонении среднемесячных нормируемых показателей);
- средняя производительность установок СВО-1 и СВО-3, а также периоды работы реактора с отключенными установками СВО-1 или СВО-3.

Т а б л и ц а __ - Среднемесячные значения показателей качества рабочей среды третьего контура энергоблока № 3 Белоярской АС с БН в периоды работы на мощности в 20___ году

Месяц года	Питательная вода испарителей							
	$X_н$, МкСм/см	pH	Fe, мкг/дм^3	Cu, мкг/дм^3	N_2H_4 мкг/дм^3	Si, мкг/дм^3	Cl, мкг/дм^3	Na мкг/дм^3
Норма								

Рисунок 51

В примечании к таблице, приведенной на рисунке 51 (или по тексту), указываются результаты дополнительного диагностического химического контроля при отклонениях нормируемых показателей.

Т а б л и ц а __ - Среднемесячные значения показателей качества теплоносителя основного технологического контура энергоблоков Билибинской АС с ЭГП в периоды работы на мощности в 20___ году

Месяц года	Продувочная вода барабан-сепараторов					Питательная вода				
	pH	X	Si	Cl	Fe	pH	X	Fe	O_2	M
		мкСм/см	мкг/дм^3	мкг/дм^3	мкг/дм^3		мкСм/см	мкг/дм^3	мкг/дм^3	мкг/дм^3
Норма										

Рисунок 52

В примечаниях к таблице, приведенной на рисунке 52 (или по тексту), указываются результаты дополнительного диагностического химического контроля при отклонениях нормируемых показателей.

7.3.5 Техническое обслуживание и ремонт

7.3.5.1 Плановые и неплановые ремонты за отчетный период

В данном пункте Годового отчета АС в табличной форме, как показано на рисунке 53, приводятся данные о плановых и неплановых ремонтах энергоблоков (ТГ) за отчетный период.

Т а б л и ц а __ - Плановый и неплановый ремонты энергоблоков (ТГ) _____АС в 20___ году

Энергоблок (ТГ)	Вид ремонта		Продолжительность (сутки)		Примечание
	плановый	неплановый	план	факт	

Рисунок 53

В графе «Вид ремонта» указывается плановый или неплановый ремонт.

В графе «Плановый вид ремонта» указывается: капитальный, средний или текущий (КР, СР, ТР) ремонт энергоблоков (ТГ) согласно утвержденному годовому графику ремонта АС России.

В графе «Неплановый вид ремонта» указывается неплановый ремонт (НР) энергоблоков (ТГ), коренной причиной которого согласно отчету о расследовании

нарушения признаны недостатки технического обслуживания и ремонта (ремонтная документация, ремонтный персонал, ремонтные процедуры).

В графе «Примечание» при плановом ремонте указываются причины отклонения фактической продолжительности ремонта от плановой продолжительности, а для непланового ремонта – коренная причина.

7.3.5.2 Нарушения в работе АС по причинам, связанными с недостатками технического обслуживания и ремонта

По форме таблицы, приведенной на рисунке 54, за отчетный год представляется информация об отказах, повреждениях и дефектах оборудования энергоблока, а также оборудования общестанционных систем, приведших к нарушениям в работе АС, коренной причиной которых в соответствии с НП-004-08 (согласно отчетам о расследовании нарушений) признаны недостатки технического обслуживания и ремонта (ремонтная документация, ремонтный персонал, ремонтные процедуры).

Т а б л и ц а __ - Перечень нарушений в работе АС по причинам, связанными с недостатками технического обслуживания и ремонта на _____ АС в 20___ году

Номер энергоблока, ТГ, ОСО	Обозначение/ наименование оборудования	Наименование завода-изготовителя оборудования	Уровень события по ИНЕС	Номер отчета о расследовании нарушения	Наименование и коренные причины нарушения (отклонения)	Длительность восстановления, ч

Рисунок 54

В подразделе приводятся графики распределения по годам (за последние пять лет) показателя качества технического обслуживания и ремонта оборудования систем, важных для безопасности. Показатель рассчитывается в целом за год по формуле Ж. 1 приложения Ж.

При анализе дается оценка приемлемости величины показателя качества технического обслуживания и ремонта оборудования систем, важных для безопасности.

7.3.6 Эксплуатационный контроль металла

7.3.6.1 Результаты неразрушающего контроля оборудования и трубопроводов контура теплоносителя реактора и систем, важных для безопасности

Представляется информация о результатах неразрушающего контроля оборудования и трубопроводов (далее – оборудования) контура теплоносителя реактора и важных для безопасности систем за отчетный год по форме таблицы, приведенной на рисунке 55.

Таблица __ - Результаты неразрушающего контроля оборудования и трубопроводов контура теплоносителя реактора и важных для безопасности систем на энергоблоке №___ _____ АС в 20___ году

Наименование системы, оборудования (с указанием обозначения сварного соединения и систем контроля)	Дата контроля	Метод контроля	Характеристика повреждения, дефекта (место расположения, размеры)	Принятые меры

Рисунок 55

В таблицу заносятся данные по обнаруженным повреждениям и дефектам сварных соединений и наплавок, превышающим нормы ПНАЭ Г-7-010-89, ПК 1514-72 и другие нормы, а также нормы оценки качества основного металла (сплошность, коррозионные повреждения, толщина металла и т.п.). В графе «Принятые меры» указываются сведения по устранению выявленных дефектов либо сведения о допуске в эксплуатацию оборудования с дефектами.

7.3.7 Состояние культуры безопасности

Выполняется как подраздел 3.6 Годового отчета АС.

В подразделе дается оценка состояния культуры безопасности на АС.

При оценке состояния культуры безопасности в Годовом отчете АС рассматриваются:

7.3.7.1 Оценка показателей, характеризующих культуру безопасности

В данном пункте Годового отчета АС представляются значения основных показателей (индикаторов, согласно [8]), характеризующих культуру безопасности.

Необходимо привести информацию по следующим ключевым вопросам:

1) Проводит ли руководство АС периодические совещания, посвященные вопросам безопасности, с персоналом, не входящим в руководство АС, цехов и отделов? С каким количеством таких совещаний персонал имел возможность ознакомиться лично (радио-видеотрансляция и/или ссылка на аудио-видеофайл записи совещания)?

2) Определено ли на АС подразделение (группа, совет), в обязанности которого входит координация вопросов поддержания и совершенствования культуры безопасности на АС?

3) Проводятся ли на АС периодические самооценки культуры безопасности, включая исследования отношения персонала к безопасности методом опроса (анкетирования)? Анализируются ли тенденции изменения отношения персонала к безопасности?

4) Имеются ли на АС планы совершенствования культуры безопасности, составленные с учетом произошедших на АС событий и результатов оценки состояния культуры безопасности?

5) Проводилась ли на АС миссия ОСАРТ, или запланирован запрос на проведение миссии ОСАРТ или подобного внешнего анализа?

6) Существует ли возможность персонала подразделений, не относящегося к руководству подразделений (до уровня начальников /заместителей/ цехов, отделов, смен, участков), сообщать о проблемах, связанных с вопросами безопасности, непосредственно руководству станции (с помощью почтовых ящиков, на станционном сайте и т.д.)?

Привести общее количество таких обращений и обращений, по которым установлена обратная связь «руководство-персонал».

7) Применяется ли на АС система мотивации и поощрений персонала подразделений, не относящегося к руководству подразделений (до уровня начальников /заместителей/ цехов, отделов, смен, участков) за сообщения:

- о выявлении дефицитов безопасности;

- о почти случившихся событиях;

- о признании ошибок, в том числе, не приведших к нарушениям в работе и отклонениям на АС и/или изменению режимов работы оборудования;

- с предложениями по улучшению.

Описать применяемые стимулирующие меры материального и морального характера, указать количество случаев поощрений.

8) Подготавливаются ли на АС и предоставляются руководству регулярные (ежеквартальные) отчеты об оценке состояния безопасной эксплуатации энергоблоков АС на основе анализа показателей безопасной эксплуатации энергоблоков АС и их тенденций?

Приводится ли в отчетах сравнительный анализ показателей безопасной эксплуатации энергобоков АС с другими энергоблоками АС ОАО «Концерна Росэнергоатом», зарубежными энергоблоками АС, среднемировыми значениями?

Отражена ли в отчетах информация в полном объеме, проводится ли верификация исходных данных и согласование отчетов с руководством подразделений АС?

Проводит ли руководство АС (или специально назначенные представители руководства) анализ достигнутых значений показателей?

8) Размещаются ли отчеты (или, хотя бы, резюме отчетов) о состоянии и тенденциях показателей безопасной эксплуатации в общем доступе для персонала АС?

Указать примеры и способы размещения отчетов (резюме отчетов).

9) Проводится ли корректировка программ подготовки персонала по результатам расследования нарушений, анализа внутреннего и внешнего опыта эксплуатации?

Использует ли ремонтный персонал макеты или видеозаписи перед проведением сложных ремонтных работ?

7.3.7.2 Оценка факторов, влияющих на культуру безопасности

В данный пункт Годового отчета АС включаются основные факторы, влияющие на состояние культуры безопасности, по рассмотрению всех подразделов раздела 7 Годового отчета АС.

Приводятся мероприятия, выполненные за отчетный период, для улучшения состояния культуры безопасности.

7.3.7.3 Принимаемые меры по учету человеческого фактора в вопросах обеспечения безопасной эксплуатации энергоблока

В этом пункте Годового отчета АС изложить:

- обеспеченность людскими ресурсами для эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергоблоков;
- пути и методы по предотвращению, обнаружению и исправлению ошибок человека, включая анализ ошибок человека, учет взаимодействия человека и машины, эксплуатационные аспекты и обратную связь по вопросам накопленного опыта;
- административно-управленческие и организационные решения, направленные на учет человеческого фактора;
- принимаемые меры по повышению квалификации ремонтного и эксплуатационного персонала;
- внедрение симптомно-ориентированных инструкций для ликвидации аварий на энергоблоках.

Приводятся меры, сыгравшие значительную роль в улучшении состояния культуры безопасности.

7.4 Состояние радиационной безопасности и охраны окружающей среды (раздел 4)

Выполняется как раздел 4 Годового отчета АС.

7.4.1 Эффективность радиационной защиты населения и окружающей среды

Радиационное воздействие АС на население и окружающую среду в процессе эксплуатации проявляется в поступлении радионуклидов в окружающую среду.

Основным критерием, определяющим эффективность радиационной защиты населения в районе расположения АС, является непревышение утвержденных в установленном порядке нормативов выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух и сбросов радиоактивных веществ в водные объекты, на основании которых АС выданы разрешения Ростехнадзора на выбросы и сбросы радиоактивных веществ в окружающую среду.

В Годовом отчете АС информация за отчетный год по газоаэрозольным выбросам представляется в табличной форме, как показано на рисунке 56.

В таблице должны быть указаны все источники (венттруба, вентсистема, АС в целом), полный перечень радионуклидов, для которых установлены нормативы выброса и значения фактического выброса всех нормируемых радионуклидов по всем источникам выброса.

Дополнительно должен быть указан коэффициент очистки выбрасываемого воздуха АС от радиоактивных аэрозолей и йодов на фильтрах газоочистки, определенный проектом и подтвержденный результатами регламентных проверок.

В случае превышения значения выброса сверх установленных нормативов должна быть представлена информация о дате и продолжительности превышения.

Информация по сбросу радионуклидов в поверхностные водоемы за отчетный год представляется в табличной форме, как показано на рисунке 57.

Т а б л и ц а __ - Газоаэрозольные выбросы в окружающую среду на _____АС в 20__ году

Вентруба АС	Регламентируемые радионуклиды	Выбросы за месяц, Бк												Суммарный выброс за год, Бк	ПДВ за год, Бк	Процент от ДВ за год
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
	*															
Всего с АС																
* - В строках таблицы приводятся данные по выбросам каждого из радионуклидов, регламентированных для данной АС.																

Рисунок 56

Т а б л и ц а __ - Сброс радионуклидов в водные объекты на _____АС в 20__ году

Источник сбросов	Носитель сбросов	Приемник сбросов (водоем, река)	Объем сброса, $м^3$	Радионуклид	Величина сброса за год, Бк	Допустимый сброс, Бк	Индекс сброса

Рисунок 57

Состав радионуклидов должен включать полный перечень радионуклидов, для которых установлен норматив допустимого сброса. В тексте после таблицы, выполненной в соответствии с рисунком 57, должен быть приведен суммарный индекс сброса, рассчитанный по формуле, приведенной в разделе К.4 (приложение К).

В таблице, согласно рисунку 57, должны быть указаны источники (дебалансные воды данного энергоблока, очереди), носители (контрольные баки чистого конденсата) и приемники сбросов.

В случае если существующими на АС приборами и методами некоторые радионуклиды, нормируемые в выбросах и сбросах, не определяются, фактическому выбросу/сбросу нормируемого радионуклида присваивается значение 1/2 произведения нижнего предела измерения на суммарный объем выброса/сброса, если иное не определено соответствующими методиками.

Критерием, определяющим эффективность радиационной защиты населения и окружающей среды, является также непревышение активности радионуклидов в воде контрольных скважин, расположенных по периметру хранилищ радиоактивных отходов, уровней вмешательства, регламентированных СанПиН 2.6.1.2523, и дозовых квот облучения населения при всех видах обращения с РАО на АС.

В Годовом отчете АС приводится оценка соответствия АС указанным критериям. Во всех случаях превышения содержания радионуклидов в воде наблюдательных скважин приводятся подробные данные по продолжительности и величинам превышений, а также приводятся результаты анализа причин этих превышений и оценка достаточности и эффективности принятых мер по предотвращению таких превышений в дальнейшем.

В Годовом отчете должны быть представлены усредненные данные (в сравнении с «нулевым» фоном, определенным до ввода АС в эксплуатацию):

- для действующих АС - по мощности дозы;

- для вновь вводимых АС - по содержанию радионуклидов в контролируемых объектах внешней среды в районе расположения АС в соответствии с установленным объемом контроля на конкретной АС:

- в почве;

- в растительности;

- в воде;

- в сельскохозяйственных продуктах местного производства.

В Годовом отчете должны быть приведены максимальные значения дозы излучения на местности за календарный год в районе расположения АС, измеренное интегральными дозиметрами, а также за предыдущие годы с начала выпуска отчетов по оценке состояния безопасности при эксплуатации энергоблоков АС.

Должен быть проведен анализ тенденции изменения показателей выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду по всем годам выпуска отчетов по оценке состояния безопасности при эксплуатации энергоблоков АС.

В Годовом отчете АС также освещаются следующие вопросы:

- организация радиационного контроля;

- радиационная обстановка в помещениях и на площадке энергоблока АС, а также в санитарно-защитной зоне, зоне наблюдения и контрольном пункте;

- данные об авариях на АС (при наличии таковых), на основе которых можно проводить оценки загрязнения радиоактивными веществами технологического оборудования, помещений, строительных конструкций энергоблока АС, промплощадки АС и прилегающих к ней территорий.

Должна быть оценена радиационная обстановка в помещениях и на площадке АС. В случае отклонений от нормативных показателей проведен анализ их причин и оценка достаточности и эффективности принятых мер по исключению отклонений в дальнейшем.

7.4.2 Уровень радиационной защиты персонала

Основным критерием, определяющим радиационную защиту персонала АС, является уровень его облучаемости.

Коллективная доза за год эксплуатации станции служит одним из показателей качества организации эксплуатации АС и поэтому должна постоянно контролироваться.

В соответствии с СанПиН 2.6.1.2523 установлены основные пределы доз. Индивидуальная эффективная доза для персонала группы А равна 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные пять лет, но не более 50 мЗв в год (СанПиН 2.6.1.2523 (таблица 3.1). Основные пределы доз, как и все остальные допустимые уровни облучения персонала группы Б равны 1/4 значений для персонала группы А.

В отчет включаются данные за отчетный год по индивидуальным эффективным дозам внешнего и внутреннего облучения всего фактически состоящего на индивидуальном дозиметрическом контроле персонала группы А в табличной форме, как показано на рисунке 58.

Таблица __- Индивидуальные эффективные дозы облучения персонала группы А на _____ АС в 20__ году

Вид персонала	Число контролируемых лиц, чел.	Число лиц на дозиметрическом контроле внешнего облучения, чел.	Число лиц на дозиметрическом контроле внутреннего облучения, чел.	Число лиц, получивших годовую эффективную дозу внешнего и внутреннего облучения, чел						Среднегодовая эффективная доза, мЗв	Число лиц с индивидуальным радиационным риском более 10^{-3}	Число лиц, у которых суммарная эффективная доза за 5 последних лет превысила 100 мЗв, чел.
				Менее 1 мЗв	1-2 мЗв	2-5 мЗв	5-20 мЗв	20-50 мЗв	Более 50 мЗв			
Собственный персонал АС												
Прикомандированные												
Всего на АС												

Рисунок 58

Среднегодовая эффективная доза вычисляется как отношение суммы индивидуальных эффективных доз облучения к числу лиц, у которых проводились измерения доз в отчетный период (то есть не учитываются работники, которые стояли на контроле, но для которых измерения доз не проводилось).

В Годовом отчете освещаются также следующие вопросы:

- наименование дозиметров или принципиальные основы методов, используемых для определения индивидуальной эффективной дозы;

- анализ всех случаев и причин превышения индивидуальных эффективных доз облучения персонала свыше 50 мЗв/год;

- анализ всех случаев и причин превышения суммарной индивидуальной эффективной дозы облучения персонала за пять последних лет свыше 100 мЗв;

- сведения о контроле эквивалентной дозы на критические органы, указанные в СанПиН 2.6.1.2523 (таблица 3.1) (хрусталик, кожа, кисти и стопы). Число контролируемых лиц, облучаемые органы, метод дозконтроля, а также анализ случаев превышения установленных СанПиН 2.6.1.2523 годовых дозовых пределов;

- выполненные и планируемые мероприятия по снижению доз;

- контрольные (административные) уровни облучения персонала, установленные на АС, и число лиц из собственного и прикомандированного персонала их превысившие;

- перечень основных дозоемких работ, включая информацию о коллективных дозах облучения, полученных при их выполнении.

Должны быть приведены результаты анализа дозозатрат персонала, сравнение их с предыдущим годами с начала выпуска отчетов по оценке состояния безопасности при эксплуатации энергоблоков АС, указаны причины снижения или увеличения дозовых нагрузок контролируемых лиц.

Должны быть указаны дозовые затраты по выполненным работам, входящим в перечень особо радиационно-опасных работ (СанПиН 2.6.1.24, п.9.5). Приведен перечень проводимых мероприятий по снижению облучаемости персонала при выполнении аналогичных работ, приведены выводы и предложения по снижению облучаемости при выполнении аналогичных работ в дальнейшем (СанПиН 2.6.1.24, п.9.6).

Расчет показателей уровня радиационной защиты персонала проводится по формулам, приведенным в приложении Л.

Показатель коллективной дозы радиационного облучения персонала S (в ВАО АЭС используется аббревиатура CRE) отслеживается по каждому энергоблоку АС и включает коллективное радиационное облучение (внешнее плюс внутреннее расчетное) суммарно для собственного персонала АС и прикомандированных лиц.

Для АС с более чем одним энергоблоком, не отслеживающих коллективное радиационное облучение для каждого энергоблока в отдельности, блочные значения рассчитываются в результате деления станционных значений на количество работающих энергоблоков станции. Данные за отчетный год по показателю коллективной дозы радиационного облучения представляются в табличной форме, как показано на рисунке 59.

Таблица __ - Показатель коллективной дозы радиационного облучения (внешнего и внутреннего) персонала (собственного и прикомандированного)

Период		Коллективная доза в расчете на энергоблок, чел·Зв *			
		Энергоблок № 1	Энергоблок № 2	Энергоблок № 3	Энергоблок № 4
Квартал	I				
	II				
	III				
	IV				
За год					
*Все величины представляются с максимально возможной точностью предпочтительно - с точностью в пределах 0,00001 чел·Зв.					

Рисунок 59

7.4.3 Обращение с отработавшим ядерным топливом

Выполняется как подраздел 4.3 Годового отчета АС.

7.4.3.1 Ядерное топливо ВВЭР

В этом пункте Годового отчета АС анализируется обращение с отработавшими ТВС (ОТВС) на энергоблоках АС за отчетный год, в том числе соблюдение требований к хранению ТВС с негерметичными твэлами на АС, влияние выгрузки ТВС с негерметичными твэлами во время планового ремонта (ПР) на увеличение выбросов радионуклида ^{131}I под защитную оболочку и во внешнюю среду после вскрытия корпуса реактора. Результаты стендового КГО твэлов предоставляются в табличной форме, как показано на рисунке 60.

Т а б л и ц а __ - Результаты стендового КГО твэлов во время ПР

Дата, время (день, месяц, год, часы, минуты)										Количество проверенных на стенде ТВС
Останов энергоблока на ПР			Вскрытие корпуса реактора		Начало стендового КГО		Окончание стендового КГО			
Вид ТВС	Тип и номер ТВС,дата изготовления	Ячейка активной зоны	Количество отработавших кампаний	Выгорание, МВт·сут/кгU	Активность в пенале, приведенная к моменту останова энергоблока, Бк/г				Номера предыдущих топливных загрузок	Ячейки активной зоны в предыдущих загрузках	Дата загрузки в пенал для ТВС с негерметичными твэлами, отметка о загрузке в реактор для продолжения эксплуатации
					^{131}I	^{134}Cs	^{137}Cs	^{54}Mn			
Негерметичные ТВС											
Герметичные ТВС	Среднее по герметичным ТВС								Графа для герметичных ТВС не заполняется		
	Среднее квадратическое отклонение по герметичным ТВС										

Рисунок 60

Кроме того, анализируются результаты перегрузки ТВС во время ПР по форме таблицы, приведенной на рисунке 61, организация хранения ТВС в бассейнах выдержки (БВ) и отправки ОТВС на заводы по переработке ядерного топлива по форме таблицы, приведенной на рисунке 62. В случае нарушений при транспортно-технологических операциях с ядерным топливом приводится их описание, результаты анализа непосредственных и коренных причин и последствий нарушений, выполнения мероприятий по предотвращению подобных нарушений.

В случае непроектного хранения ОТВС в БВ приводятся ссылки на документы, разрешающие и обосновывающие возможность такого хранения.

Т а б л и ц а __ - Результаты перегрузки ТВС во время ПР на энергоблоке №___

Тип ТВС	Количество отработанных кампаний	Выгружено ОТВС в БВ		Оставлено в реакторе ТВС		Загружено из БВ БУ ТВС		Загружено СТВС
		Количество ТВС, шт.	Среднее выгорание, МВтсут/кгU	Количество ТВС, шт.	Среднее выгорание, МВтсут/кгU	Количество ТВС, шт.	Среднее выгорание, МВтсут/кгU	
	1							
	2							
	3							
	4							
	1							
	2							
	3							
	4							
	1							
	2							
	3							
	4							
	1							
	2							
	3							
	4							
ТВС всех типов	1							
	2							
	3							
	4							
Всего ТВС								

Рисунок 61

Т а б л и ц а __ - Хранение ОТВС в бассейнах выдержки энергоблока №____

Номер БВ	На конец года мест в бассейнах выдержки						Отгружено за год ОТВС на завод по переработке ЯТ
	Вместимость БВ	Всего ОТВС в БВ	В т.ч. ОТВС с негерметичными твэлами		Свободных мест в БВ	Незагруженных пеналов для хранения ТВС с негерметичными твэлами	
			в пеналах	без пеналов			
Примечание - Ввести пояснения к таблице, приведенной на рисунке 60, отражающие особенности организации хранения отработавшего топлива на АС.							

Рисунок 62

По результатам анализа делается вывод о выполнении требований действующих нормативных документов, норм и условий обращения с отработавшими ТВС.

7.4.3.2 Ядерное топливо РБМК

Анализируется обращение с отработавшими ТВС на энергоблоках АС за отчетный год по форме таблицы, приведенной на рисунке 63, в том числе – соблюдение требований к хранению ТВС с негерметичными твэлами на АС, влияние выгрузки ТВС с негерметичными твэлами на рост активности радионуклида ^{131}I в центральном зале и увеличение выбросов во внешнюю среду. Анализируются результаты эксплуатации ХОЯТ по форме таблицы, приведенной на рисунке 64. Результаты стендового КГО твэлов предоставляются по форме таблицы, приведенной на рисунке 65.

Т а б л и ц а __ - Результаты эксплуатации ядерного топлива за _____год

Характеристика	Единицы измерения	Энер-гоблок № 1	Энер-гоблок № 2	Энер-гоблок № 3	Энер-гоблок № 4
1 Наработка РУ с начала эксплуатации	эфф.сут				
2 Наработка РУ за отчетный год	эфф.сут				
3 Выгружено из активной зоны ОТВС всего	шт.				
3.1 в том числе ОТВС 2,0 %	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.1.1 в том числе по КГО	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.1.2 в том числе по парению ТК	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.1.3 в том числе для повторного использования	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.2 в том числе ОТВС 2,4 %	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.2.1 в том числе по КГО	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.2.2 в том числе по парению ТК	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.2.3 в том числе для повторного использования	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.3 в том числе ОТВС 2,6 %	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.3.1 в том числе по КГО	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.3.2 в том числе по парению ТК	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.3.3 в том числе для повторного использования	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.4 в том числе ОТВС 2,8 %					
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.4.1 в том числе по КГО	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.4.2 в том числе по парению ТК	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.4.3 в том числе для повторного использования	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.5 в том числе ОТВС 3,0 %					
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.5.1 в том числе по КГО	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
3.5.2 в том числе по парению ТК	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				

Рисунок 63, лист 1

Окончание таблицы __

Характеристика	Единицы измерения	Энер-гоблок № 1	Энер-гоблок № 2	Энер-гоблок № 3	Энер-гоблок № 4
3.5.3 в том числе для повторного использования	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
4 Загружено СТВС всего	шт.				
4.1 в том числе СТВС 2,0 %	шт.				
4.2 в том числе СТВС 2,4 %	шт.				
4.3 в том числе СТВС 2,6 %	шт.				
4.4 в том числе СТВС 2,8 %	шт.				
4.5 в том числе СТВС 3,0 %	шт.				
5 Повторно использовано ТВС с учетом перестановок и дожига из БВ	шт.				
5.1 в том числе ТВС 2,0 %	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
5.2 в том числе ТВС 2,4 %	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
5.3 в том числе ТВС 2,6 %	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
5.4 в том числе ТВС 2,8 %	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
5.5 в том числе ТВС 3,0 %	шт.				
со средней энерговыработкой	МВт·сут/ТВС				
6 Состояние активной зоны на конец года	шт.				
6.1 ТВС 2,0 %	шт.				
6.2 ТВС 2,4 %	шт.				
6.3 ТВС 2,6 %	шт.				
6.3 ТВС 2,8 %	шт.				
6.3 ТВС 3,0 %	шт.				
6.4 ДП	шт.				
6.4.1 в т.ч. сб.1814.00.000	шт.				
6.4.2 в т.ч. сб.2605.00.000	шт.				
6.4.3 в т.ч. сб.2641.00.000	шт.				
6.5 СВ	шт.				
6.5.1 в т.ч. охлаждаемый вариант	шт.				
6.5.2 в т.ч. заглушенная ячейка	шт.				
7 Средняя энерговыработка ТВС в активной зоне на конец года	МВт·сут/ТВС				
8 Передано в БВ за год	шт.				
9 Заполнение БВ на конец года	шт.				
10 Негерметичных ТВС в пеналах	шт.				
11 Незагруженных пеналов	шт.				
12 Свободных мест в БВ	шт.				
13 Передано в ХОЯТ за год	шт.				

Рисунок 63, лист 2

Т а б л и ц а __ - Результаты эксплуатации ХОЯТ за ____ год

Характеристика	Количество, шт.
1 Заполнение БВ ХОЯТ	
2 Свободных мест в БВ ХОЯТ	
3 Осмотрено ОТВС	
4 Подготовлено ОТВС к разделке	
5 Возвращено в БВ ХОЯТ из ОР	
6 Разделано ОТВС на ПТ всего	
6.1 в т.ч. с обогащением 1,8 %[1)]	
6.2 в т.ч. с обогащением 2,0 %	
6.3 в т.ч. с обогащением 2,4 %	
6.4 в т.ч. с обогащением 2,6 %	
6.5 в т.ч. с обогащением 2,8 %	
6.6 в т.ч. с обогащением 3,0 %	
Загружено УКХ-109	
Передано ОТВС на контейнерное хранение на АС	
Количество УКХ-109 с ОЯТ на АС	
Количество свободных УКХ-109 в контейнерном хранилище	
Отправлено ОТВС на ЗРТ [2)]	
Отправлено контейнеров на ЗРТ [2)]	
[1)] Указать количество разделанных ОТВС отдельно по начальному обогащению. [2)] Указать на какой ЗРТ и сколько отправлено ОТВС отдельно по получателям.	

Рисунок 64

Анализируется организация хранения ТВС в бассейнах выдержки и отправки ОТВС в хранилище отработавшего ядерного топлива. В случае нарушений при транспортно-технологических операциях с ядерным топливом приводится их описание, результаты анализа непосредственных и коренных причин и последствий нарушений, выполнения мероприятий по предотвращению подобных нарушений.

В случае непроектного уплотненного хранения ОТВС в БВ приводятся ссылки на документы, разрешающие и обосновывающие возможность такого хранения.

По результатам анализа делается вывод о выполнении требований действующих нормативных документов, норм и условий обращения с отработавшими ТВС.

Т а б л и ц а __ - Данные по негерметичным ТВС, выгруженным в течение ____года

Номер энергоблока	Паспортные данные на ТВС				Результаты эксплуатации ТВС						КГО при эксплуатации					КГО в пенале БВ			
	Тип ТВС	Заводской номер ТВС	Дата изготовления (месяц, год)	Обогащение, %	Номер загрузки в активной зоне	Ячейка активной зоны	Дата (день, мес., год)		Причина выгрузки (План – плановая, КГО - по КГО, выг – выравнивание энерговыделения, пар - парение)	Энерговыработка при выгрузке, МВт.сут/ТВС	Метод обнаружения негерметичности	Дата обнаружения негерметичности (день.месяц.год)	Энерговыработка при обнаружении, МВт.сут/ТВС	Пробоотборная СКГО в БС, имп/с		Дата отбора пробы/ продолжительность настаивания, час	Удельная активность, Бк/г		
							Загрузки в ячейку	Выгрузки из ячейки						Перед выгрузкой ТВС	Через 3 часа после выгрузки		^{131}I	^{137}Cs	^{239}Np
					1														
					2														
					3														
					1														
					2														
					3														
					1														
					2														
					3														
					1														
					2														
					3														

Рисунок 65

7.4.3.3 Ядерное топливо БН и ЭГП

Анализируется обращение с отработавшими ТВС на энергоблоках АС за отчетный год, в том числе - соблюдение требований к хранению ТВС с негерметичными твэлами на АС, влияние выгрузки ТВС с негерметичными твэлами во время ПР на увеличение выбросов радионуклидов под защитную оболочку и во внешнюю среду.

Анализируются результаты перегрузки ТВС во время ПР, организация хранения ТВС в бассейнах выдержки и результаты отправки ОТВС на предприятия по переработке ядерного топлива. В случае нарушений при транспортно-технологических операциях с ядерным топливом приводится их описание, результаты анализа непосредственных и коренных причин и последствий нарушений, выполнения мероприятий по предотвращению подобных нарушений.

В случае непроектного хранения ОТВС в БВ приводятся ссылки на документы, разрешающие и обосновывающие возможность такого хранения.

Формы представления информации по обращению с ядерным топливом БН и ЭГП определяются АС с учетом конструктивных особенностей организации хранения и контроля герметичности твэлов во время ПР на этих АС по аналогии с формами для реакторов ВВЭР и РБМК.

По результатам анализа делается вывод о выполнении требований действующих нормативных документов, норм и условий обращения с отработавшими ТВС.

7.4.4 Хранение и переработка радиоактивных отходов

Выполняется как подраздел 4.4 Годового отчета.

В Годовом отчете АС представляются значения (по году в целом) показателей, приведенных в приложении М, а также дополнительные материалы по жидким радиоактивным отходам по форме таблицы, приведенной на рисунке 66 и твердым радиоактивным отходам по форме таблицы, приведенной на рисунке 67.

Т а б л и ц а __ - Заполнение емкостей для хранения жидких радиоактивных отходов на _____ АС в 20__ году (НП-019-2000)

Номер емкости	Вид ЖРО	Объем емкости, $м^3$	Заполнение емкостей		Удельная активность ЖРО, Бк/г	Солесодержание, $г/дм^3$
			$м^3$	%		

Рисунок 66

Приводятся также:

- общий объем отходов в ХЖО ($м^3$);
- общее количество солей в ХЖО (т);
- суммарная активность отходов в ХЖО (Бк).

Необходимо соотнести годовое поступление ЖРО с проектными и установленными показателями.

Т а б л и ц а __ - Заполнение хранилищ ТРО на _____ АС в 20___ году

Хранилище, обозначение емкости	Назначение емкости	Объем, $м^3$	Заполнение		Из них кондиционированных	
			$м^3$	%	$м^3$	%

Рисунок 67

Приводятся также следующие сведения:

- общий объем отходов в ХТРО, $м^3$;
- количество очень низкоактивных радиоактивных отходов, $м^3$;
- суммарная активность очень низкоактивных радиоактивных отходов Бк;
- количество низкоактивных и среднеактивных отходов, $м^3$;
- суммарная активность низкоактивных и среднеактивных отходов, Бк;
- количество высокоактивных отходов, $м^3$;
- суммарная активность высокоактивных отходов, Бк;
- количество РАО, переданных в сторонние организации для переработки, хранения или захоронения, $м^3$.

В Годовом отчете АС в табличной форме представляются значения (по году в целом) показателей по переработке и кондиционированию РАО, выполненных на АС за прошедший год (рисунок 68), и количеству РАО, подготовленных в соответствии с критериями приемлемости к захоронению / переданных Национальному оператору на захоронение в виде твердых (отвержденных) радиоактивных отходов (рисунок 69).

Т а б л и ц а __ - Переработка, кондиционирование РАО на установках в 20___ году

Установки переработки	Количество часов работы за год	Поступило РАО на переработку, кондиционирование				Образовалось РАО после переработки, кондиционирования			
		количество		суммарная активность, Бк		количество брутто		суммарная активность, Бк	
Наименование		$м^3$	т	альфа-излучающих нуклидов	бета-, гамма-излучающих нуклидов	$м^3$	т	альфа-излучающих нуклидов	бета-, гамма-излучающих нуклидов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Рисунок 68

В таблице приводятся следующие сведения:

- наименование установки по переработке РАО;
- количество часов работы за год;
- количество РАО, поступивших на переработку;
- суммарная активность поступивших на переработку РАО;
- количество образовавшихся после переработки РАО;
- суммарная активность РАО после переработки.

Т а б л и ц а __ - Количество РАО, подготовленных в соответствии с критериями приемлемости к захоронению / переданных Национальному оператору на захоронение в виде твердых (отвержденных) радиоактивных отходов в 20___ году

Подготовлено к передаче на захоронение			Передано на захоронение		
Количество брутто, $м^3$	Тип упаковки (контейнера)	Класс РАО для захоронения	Количество, $м^3$	Тип упаковки (контейнера)	Класс РАО для захоронения

Рисунок 69

В таблице приводятся следующие сведения:

- объем РАО, подготовленных к передаче на захоронение;
- тип упаковки (контейнера), в котором РАО передается на захоронение;
- класс РАО для захоронения;
- объем РАО, переданных на захоронение;
- тип упаковки (контейнера), в котором РАО передано на захоронение;
- класс РАО для захоронения.

При анализе представленных выше показателей и материалов должно быть показано:

- соответствует ли годовое поступление ЖРО и ТРО проектным и нормативным показателям;
- какие причины привели к превышению проектных и нормативных показателей;
- на какой срок хватит емкостей ЖРО и ТРО при существующем темпе их заполнения;
- какие установки по переработке ЖРО и ТРО запланировано ввести в строй, и в какие сроки;
- какие организационно-технические мероприятия запланировано провести для уменьшения количества радиоактивных отходов;
- состояние емкостей ЖРО (герметичность, протечки в каньоны, протечки из здания ЖРО).

Необходимо сравнить значения показателей за последние три года и дать оценку причин их изменения, а также привести мероприятия, выполненные для снижения количества отходов.

Радионуклидный состав РАО приводится не ежегодно, а при необходимости при проведении определенных этапов работ (разборка оборудования, вынужденная дезактивация помещений и т.д.).

7.4.5 Оценка состояния охраны окружающей среды на АС

Выполняется как подраздел 4.5 Годового отчета АС.

При осуществлении природоохранной деятельности АС руководствуются требованиями законодательства РФ в области обеспечения экологической безопасности, охраны окружающей среды и рационального природопользования, а также обязательствами, вытекающими из ратифицированных РФ международных договоров и соглашений в области охраны окружающей среды.

На АС выполняется оценка соответствия природоохранной деятельности АС требованиям нормативных правовых актов и нормативных документов в области охраны окружающей среды (ООС).

В Годовом отчете АС представляются значения показателей, оценивающих состояние ООС, приведенных в приложении Л по следующим факторам воздействия на окружающую среду:

- выбросы загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу;
- сбросы ЗВ в водные объекты;
- образование и размещение отходов производства и потребления;
- плата АС за негативное воздействие на окружающую среду.

Необходимо сравнить значения показателей за последние пять лет и дать оценку причин их изменения, а также в случае негативных тенденций привести мероприятия, направленные на их улучшение.

7.4.5.1 Выбросы ЗВ в атмосферу

Деятельность АС по охране атмосферного воздуха должна быть направлена на выполнение мероприятий по:

- улавливанию и обезвреживанию ЗВ;
- производственному экологическому контролю за соблюдением нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ;
- инвентаризации источников выбросов ЗВ в атмосферу;

и осуществляться в соответствии с природоохранным законодательством на основании проектов нормативов ПДВ ЗВ в атмосферу и разрешений на выбросы ЗВ в атмосферу.

Источниками образования выбросов ЗВ в атмосферу на АС являются:

- резервные дизель-генераторы;
- котельные;
- пускорезервные котельные (ПРК);
- автотранспортные и мазутные хозяйства;
- очистные сооружения;
- и другие вспомогательные производства АС.

7.4.5.2 Сбросы ЗВ в водные объекты

На АС должен быть организован учет объемов забора (изъятия) водных ресурсов и сброса сточных, в том числе дренажных, вод и их качества, и должно быть обеспечено непревышение установленных нормативов допустимых сбросов (НДС) и временно согласованных сбросов (ВСС) ЗВ.

Контроль поступления химических веществ в водные объекты проводится в соответствии с регламентами химического контроля качества сточных и природных вод и установленными НДС ЗВ.

Измерение объемов сброса сточных и (или) дренажных вод осуществляется на каждом водозаборе и выпуске сточных вод установкой средств измерения расходов (уровней) воды.

7.4.5.3 Образование и размещение отходов производства и потребления

Отходы, в зависимости от степени негативного воздействия на окружающую среду, подразделяются на 5 классов опасности:

- I класс (чрезвычайно опасные);
- II класс (высокоопасные);
- III класс (умеренно опасные);
- IV класс (малоопасные);
- V класс (практически неопасные).

АС должна иметь утвержденные в территориальных органах Росприроднадзора нормативы образования отходов и лимиты на их размещение.

Объекты размещения отходов, принадлежащие АС, должны быть внесены в государственный реестр.

Учет отходов ведется в установленном порядке. Учету подлежат все виды отходов.

По результатам инвентаризации отходов должен быть сформирован и утвержден перечень участков, технологических процессов, видов работ и т.д., где образуются отходы.

7.4.5.4 Плата АС за негативное воздействие на окружающую среду

Плата за негативное воздействие на окружающую среду предусматривается как форма частичной компенсации ущерба, наносимого природопользователем окружающей среде.

Плата на АС предусматривается за следующие виды негативного воздействия на окружающую среду:

- выброс ЗВ в атмосферу;
- сброс ЗВ в поверхностные и подземные водные объекты;
- размещение отходов производства и потребления.

Размер платы за негативное воздействие на окружающую среду зависит от объемов и класса опасности размещаемых отходов, массы сброшенных в водные

объекты и выброшенных в атмосферный воздух ЗВ, наличия (отсутствия) разрешительной документации.

Плата за негативное воздействие на окружающую среду подразделяется за:

– негативное воздействие на окружающую среду в пределах установленных нормативов;

– сверхнормативное негативное воздействие (сверхнормативные выбросы, сбросы загрязняющих веществ и размещение отходов за отчетный период).

7.5 Финансовые и людские ресурсы (раздел 5)

Выполняется как раздел 5 Годового отчета АС.

В этом разделе необходимо отразить финансовые и людские ресурсы, имеющиеся в распоряжении АС для обеспечения безопасной эксплуатации энергоблоков.

7.6 Состояние ядерной безопасности, физической и противопожарной защиты (раздел 6)

Выполняется как раздел 6 Годового отчета АС.

7.6.1 Состояние ядерной безопасности и физической защиты

В данном подразделе Годового отчета АС делается ссылка на выпущенные отчеты по ядерной и физической защите энергоблока и приводится общая информация о состоянии ядерной безопасности и физической защиты на энергоблоке.

7.6.2 Состояние противопожарной защиты

Состояние противопожарной защиты энергоблока определяется на качественном уровне.

В первом отчете, выполняемом по настоящему стандарту, дается подробное описание организации системы противопожарной защиты энергоблоков АС в следующих пунктах:

7.6.2.1 Перечень федеральных законов, постановлений Правительства РФ и НД на основе которых осуществляется обеспечение пожарной безопасности на АС. Наличие на АС документов по пожарной безопасности в соответствии с требованиями ППБ-АС-2011 (п.8.1, 8.2).

7.6.2.2 Организация работы по обеспечению пожарной безопасности

7.6.2.3 Характеристика систем пожаротушения

В дальнейшем по предыдущим трем пунктам следует сообщать только о произошедших изменениях, описывать причины, вызвавшие эти изменения, указывать эффект от их внедрения.

7.6.2.4 Данные по пожарам, возгораниям

В данном пункте Годового отчета АС необходимо представить сведения о причинах и условиях возникновения пожаров, произошедших в отчетный период, а также о разработке и реализации мер по их предупреждению.

7.6.2.5 Характеристика мероприятий по повышению пожарной безопасности

В этом пункте Годового отчета АС приводятся сроки мероприятий, анализируется их выполнение (предписания надзорных органов, график выполнения).

Кроме того, в нем отражаются мероприятия, предусмотренные «Планом мероприятий по повышению пожарной безопасности и модернизации систем противопожарной защиты АЭС».

7.6.2.6 Состояние и надежность систем и средств пожаротушения

В этом пункте Годового отчета АС следует представить данные о техническом состоянии, обслуживании, работоспособности и правильности эксплуатации систем и средств противопожарной защиты, включая первичные средства пожаротушения, а также о надежности выполнения заданных функций автоматических установок пожаротушения, относящихся к системам, обеспечивающим безопасность АС.

7.6.2.7 Ход выполнения работ по анализу влияния пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание реакторной установки

7.7 Оценка факторов, влияющих на безопасность энергоблока (раздел 7)

Выполняется как раздел 7 Годового отчета АС,

7.7.1 Отступления от федеральных норм и правил в области использования атомной энергии

В этом подразделе Годового отчета АС представляются данные о выполнении за предыдущий период работ по устранению отступлений от требований федеральных законов, документов Правительства РФ и нормативных документов по обеспечению ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности АС.

7.7.2 Организация эксплуатации энергоблока

В данном подразделе Годового отчета АС должны быть оценены нижеследующие факторы:

7.7.2.1 Оптимальность организационных структур эксплуатации

В этом пункте Годового отчета АС дается описание следующих подпунктов:

1) организация управления;

2) организация эксплуатации;

3) организация технической поддержки;

4) использование опыта эксплуатации.

В первом Годовом отчете АС, выполненном по настоящему стандарту, приводится подробное описание принятых на АС организационных структур. В дальнейшем следует сообщать только об изменениях в организационных структурах эксплуатации, описывать причины, вызвавшие эти изменения, и указывать эффект от них;

7.7.2.2 Качество эксплуатационной документации

В этом пункте Годового отчета АС дается описание следующих подпунктов:

1) соответствие эксплуатационной документации требованиям нормативной документации;

2) замечания к эксплуатационной документации по отчетам о расследовании нарушений, предписаниям Ростехнадзора и результатам проверок;

3) принципиальные изменения, внесенные в документацию за рассматриваемый период.

7.7.2.3 Качество эксплуатации

В этом пункте Годового отчета АС дается описание следующих подпунктов:

1) программа обеспечения качества.

В этом подпункте Годового отчета АС изложить:

- принятые меры для внедрения программ обеспечения качества (НП-090-11), методы, используемые на АС для оценки программ обеспечения качества;

- положительные примеры по реализации программ обеспечения качества на АС;

- наличие экспертных замечаний к программе(ам) обеспечения качества при рассмотрении в Ростехнадзоре комплекта документов на получение лицензии и/или на получение изменения условий действия лицензии;

- заключения по оценке результативности выполнения программ обеспечения качества (общей и частных);

2) организация системы контроля качества на АС.

В этом подпункте Годового отчета АС представить:

- планы-графики проведения внутренних и внешних проверок программ обеспечения качества и результаты их выполнения;

- выводы по проверкам программ обеспечения качества (внутренним и внешним);

7.7.2.4 Подготовка, поддержание и повышение квалификации персонала АС

В этом пункте Годового отчета АС дается описание следующих подпунктов:

- выполнение плана подготовки, поддержания и повышения квалификации всего персонала АС.

Заполняется и анализируется информация за отчетный год, представленная по форме таблицы, приведенной на рисунке 70.

Таблица __ - Выполнение плана подготовки, поддержания и повышения квалификации персонала на _____ АС в 20___ году

Вид персонала	Всего по плану подготовки	Фактически подготовлено	Место и вид подготовки
1 Руководители			
2 Специалисты			
3 Оперативный персонал			
4 Персонал технического обслуживания и ремонта			

Рисунок 70

2) Учебно-тренировочный центр (пункт).

В этом подпункте Годового отчета АС должны быть оценены нижеследующие факторы:

а) выполнение плана организационно-технических мероприятий по приведению полномасштабного тренажера в соответствие с блоком-прототипом;

б) выполнение плана подготовки, поддержания и повышения квалификации инструкторского персонала;

3) инструктажи персонала;

4) организация проверки знаний персонала, количество учебных курсов, проведенных в течение года;

5) обучение персонала по охране труда, промышленной безопасности, по программе пожарно-технического минимума;

6) выполнение процедур получения работниками АС разрешений Ростехнадзора на право ведения работ в области использования атомной энергии;

7) выполнение мероприятий, намеченных по результатам проведения на АС «Дней безопасности».

7.7.3 Безопасность энергоблока при эксплуатации

В подразделе Годового отчета АС дается описание следующих пунктов:

7.7.3.1 Аварийная готовность

В этом пункте Годового отчета АС дается описание следующих подпунктов:

1) перечень документов по ликвидации аварий;

2) мероприятия по предотвращению предаварийных ситуаций и аварий;

3) противоаварийные и противопожарные тренировки и учения на АС и в регионах.

Перечень противоаварийных и противопожарных тренировок и сведения об их прохождении за отчетный год указываются по форме таблицы, приведенной на рисунке 71.

Т а б л и ц а __ - Проведение противоаварийных и противопожарных тренировок персонала на _____ АС в 20___ году

Тема тренировки	Вид тренировки	Отметка о проведении «+», непроведении «-»	Причины непроведения тренировок и компенсирующие меры

Рисунок 71

4) количество неправильных действий персонала в предаварийных ситуациях и авариях;

5) обеспечение готовности АС к ликвидации проектных аварий и пожаров и к управлению запроектными и тяжёлыми запроектными авариями;

6) состояние аварийной готовности на конкретной площадке АС и за пределами площадки АС;

7) меры по информированию общественности в отношении аварийной готовности АС;

8) роль защищённых пунктов управления противоаварийными действиями, Кризисного центра ОАО «Концерн Росэнергоатом», Ситуационно-Кризисного центра ГК «Росатом» и Центров технической поддержки организаций,

выполняющих работы и оказывающих услуги эксплуатирующей организации, в повышении аварийной готовности АС.

7.7.3.2 Вероятностный и углубленный анализ безопасности

В этом пункте Годового отчета АС дается описание следующих подпунктов:

1) состояние безопасности по результатам вероятностного анализа безопасности энергоблоков;

2) результаты углубленной оценки безопасности конкретных энергоблоков;

3) мероприятия по повышению безопасности, выполненные и запланированные в соответствии с УОБ энергоблоков;

4) планируемые сроки проведения УОБ для других энергоблоков.

7.7.3.3 Лицензирование эксплуатации энергоблока

В этом пункте Годового отчета АС необходимо привести ссылки на номер и срок действия лицензий на эксплуатацию и лицензий и разрешений на другие виды деятельности, полученных от Ростехнадзора и других надзорных и регулирующих органов РФ, привести перечни Условий действия лицензий, а также информацию о выполнении требований, оговоренных в Условиях действия лицензий;

7.7.3.4 Состояние действующих систем автоматизации, контроля и управления, важных для безопасности

Должны быть приведены данные по проведенной модернизации и замене технических средств автоматизации на новые.

7.7.3.5 Мероприятия по повышению безопасности при эксплуатации

В этом пункте Годового отчета АС дается описание следующих подпунктов:

1) данные о выполнении графика работ по модернизации и продлению срока эксплуатации энергоблока за прошедший год и график на настоящий год. Фактическое состояние работ, планируемые сроки окончания модернизации энергоблоков;

2) перечень изменений, внесенных в оборудование и системы энергоблока, важные для безопасности;

3) выполнение мероприятий, обеспечивающих «особый режим» эксплуатации энергоблоков (если такие применяются к рассматриваемому энергоблоку);

4) внедрение мероприятий на основе учета опыта других АС, на основании информации, получаемой с аналогичных АС в Российской Федерации, а также по международным информационным системам. Результаты анализа и использования информации об опыте эксплуатации российских и зарубежных АС.

7.7.4 Показатель потерь рабочего времени в результате несчастных случаев

Назначение показателя - контроль состояния работ по повышению уровня техники безопасности на производстве для персонала организаций (временно и постоянно), назначенного для работы на АС.

Данный показатель определяется как число несчастных случаев, связанных со всем персоналом предприятия, назначенного для работы на АС, в результате которых работник отсутствует на рабочем месте или его способность к работе ограничена на один или более дней, или как число смертельных случаев на 200000 или на 1000000 отработанных человеко-часов.

Данные представляются с использованием обеих шкал (200000 чел-часов и 1000000 чел-часов).

В подразделе приводятся значения показателей потерь рабочего времени персонала АС и персонала подрядных организаций в результате несчастных случаев, рассчитанных в соответствии с приложением Н за каждый квартал и за год. Приводятся также значения показателей за последние пять лет. Анализируется тенденция изменения значений показателей по годам.

7.7.5 Результаты инспекций деятельности АС по контролю безопасности

В этом подразделе Годового отчета АС представляются:

1) перечень всех проверок АС (внешних, внутренних, эксплуатирующей организацией, ГК «Росатом»), миссий, партнерских проверок международных организаций (МАГАТЭ, ВАО АЭС и др.) с указанием сроков, вида и темы проверок,

проверяющей организации и номеров актов комиссий по форме таблицы, приведенной на рисунке 72.

Таблица __ - Перечень всех проверок АС (внешних, внутренних, эксплуатирующей организацией, ГК «Росатом»), миссий, партнерских проверок международных организаций (МАГАТЭ, ВАО АЭС и др.)

Объект проверки	Проверяющая организация	Сроки проверки	Вид проверки*	Тема проверки	Номер акта/ предписания
*Вид проверки – оперативная, целевая, комплексная.					

Рисунок 72

В данный перечень обязательно включаются:

– комплексные (целевые) проверки обеспечения безопасности действующей АС комиссией эксплуатирующей организации, которые обязательно включают в себя проверку состояния ядерной безопасности во исполнение требований НП-082-07 (пункт 5.2) (не реже 1 раза в 2 года);

– проверка состояния ядерной безопасности АС внутренней комиссией – 1 раз в год в соответствии с требованиями НП-082-07 (пункт 5.2) и НП-061-05 (пункт 5.2);

– проверка выполнения качества капитальных ремонтов энергоблоков АС;

– проверки ГК «Росатом»;

– проверки надзорными и регулирующими государственными органами;

– комплексные (внутренние) проверки АС.

В перечень не включаются проверки выполнения программ обеспечения качества;

2) обобщенные результаты проведенных проверок (внутренних, эксплуатирующей организацией и надзорными и регулирующими государственными органами) и корректирующие мероприятия.

Обобщенные результаты проведенных проверок (внутренних, эксплуатирующей организацией и надзорными и регулирующими государственными органами) и корректирующие мероприятия отражаются в табличной форме, как показано на рисунке 73.

Таблица __ - Обобщенные результаты проведенных проверок (внутренних, эксплуатирующей организацией и надзорными и регулирующими государственными органами) и корректирующие мероприятия

Проверяющая организация	№ документа, дата выдачи	№ пункта акта/ предписания	Пункт, обозначение нарушенного ФНП	Содержание пункта Акта/Предписания	Содержание пункта плана мероприятий	Срок исполнения	Фактическая дата выполнения

Рисунок 73

К результатам относятся выявленные при проведении проверок несоответствия требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

В этом пункте приводится также информация о неустраненных в течение года несоответствиях, отмеченных в актах проверок.

7.8 Общая оценка состояния безопасной эксплуатации энергоблока (раздел 8)

Выполняется как раздел 8 Годового отчета АС.

В разделе дается оценка общего состояния безопасной эксплуатации энергоблока, приводятся основные выводы по общим характеристикам работы энергоблока, состоянию систем физических барьеров и систем мер по защите барьеров, а также по радиационной, ядерной и пожарной безопасности. В случае отрицательных тенденций изменения значений показателей по годам, оценивающих состояние безопасной эксплуатации энергоблока, описываются причины этого и принятые меры.

Приводятся выводы о состоянии барьеров на пути распространения радиоактивных продуктов, образующихся при работе реакторов, а также показывается эффективность многоуровневой защиты этих барьеров в процессе эксплуатации. Приводятся основные выводы по герметичности твэлов,

герметичности контура охлаждения активной зоны и состоянии системы герметичных ограждений. Оценивается эффективность радиационной защиты населения и окружающей среды, уровень радиационной защиты персонала, хранения и переработки радиоактивных отходов на АС, выполнение мероприятий, связанных с радиационной безопасностью.

Приводятся также выводы о готовности систем безопасности, об устойчивости работы энергоблока, о выработке проектного ресурса основного оборудования энергоблоков, о влиянии на безопасность характеристик водно-химических режимов, действий оперативного персонала, состояния технического обслуживания и ремонта оборудования систем, важных для безопасности. Анализируется эффективность выполнения мероприятий, связанных с технической безопасностью.

По ядерной безопасности приводятся выводы о состоянии учета и контроля ядерных материалов, о соблюдении регламентных требований и условий эксплуатации реакторной установки, о состоянии ядерного топлива, исполнительных органов СУЗ и внутриреакторных элементов, о соблюдении условий хранения свежего и отработавшего топлива, о выполнении мероприятий, связанных с ядерной безопасностью.

По пожарной безопасности приводятся выводы о характеристиках, состоянии и надежности систем пожаротушения, о причинах возникновения пожаров и возгораний и принятых мерах по их предотвращению, о ходе выполнения работ по анализу влияния пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание реакторной установки.

По результатам анализа факторов, влияющих на безопасность, оценивается состояние эксплуатации энергоблока, выполнение технических и организационных мер по обеспечению безопасности АС, мероприятий по повышению безопасной эксплуатации.

В разделе необходимо также отразить:

- результаты анализа соответствия энергоблока требованиям действующих нормативных документов по безопасности и реализованные меры для компенсации отступлений от НД;

- уровень эксплуатации энергоблоков, достигнутый в результате выполнения мероприятий по повышению безопасности;
- существующую программу работ, направленных на повышение безопасной эксплуатации энергоблока;
- перспективы дальнейшей эксплуатации энергоблока сверх проектного ресурса;
- результаты количественной оценки безопасности энергоблоков с учетом выполненных усовершенствований, модернизации и внедрения компенсирующих мер;
- принятые меры, стимулирующие приверженность персонала безопасности, положительные примеры деятельности АС в этом направлении;
- меры, принятые для снижения радиационного облучения персонала;
- меры, принятые для совершенствования охраны труда.

На основании анализа и результатов указанной оценки должны быть определены дальнейшие направления деятельности АС для повышения безопасной эксплуатации.

8 Содержание разделов Годового отчета для энергоблоков АС, остановленных для вывода из эксплуатации

Раздел разработан с учетом требований НП-091-14, НП-012-99, РД ЭО 1.1.2.25.0962 и РД ЭО 1.1.2.01.0013.

8.1 Общая характеристика энергоблока (раздел 1)

Выполняется как раздел 1 Годового отчета АС.

В разделе даются проектные характеристики энергоблоков (в том числе тепловая и электрическая мощности), приводится перечень зданий и сооружений, остающихся в эксплуатации на этапе подготовки к выводу из эксплуатации (ВЭ), классифицированных как:

- радиационный объект I - IV категории;
- нерадиационный объект.

Приводятся характеристики оборудования и систем, размещенных в этих зданиях и сооружениях, эксплуатируемых для обеспечения безопасности на этапе подготовки к ВЭ. В первом Годовом отчете АС, выполненном по настоящему Положению, дается подробное описание зданий, сооружений, систем и оборудования. В дальнейшем следует приводить информацию только о происшедших изменениях.

При описании все системы и элементы энергоблока АС для данного раздела должны быть классифицированы по следующим категориям:

- общестанционные системы и оборудование;
- блочные системы и оборудование, эксплуатируемые для обеспечения безопасности на этапе подготовки к ВЭ энергоблока АС.

Системы общестанционного назначения

Приводится перечень, состав и назначение каждой из систем. В их числе:

- система циркуляционного водоснабжения;
- система «сырой» воды;
- системы теплофикации;
- системы электропитания 110 кВт и 220 кВт;
- система «горячая» камера;
- системы вентиляции;
- другие системы, вошедшие в технологический регламент.

Блочные системы

Приводится перечень, состав и назначение каждой системы. К ним относятся:

- системы технического водоснабжения;
- система паропроводов собственных нужд;
- система сбора, транспортировки, переработки и хранения ЖРО;
- система вентиляции;
- системы электропитания 6 кВ;
- другие системы, вошедшие в технологический регламент.

8.2 Состояние системы физических барьеров (раздел 2)

Выполняется как раздел 2 Годового отчета АС.

8.2.1 Герметичность твэлов

В данном подразделе приводится информация о результатах выгрузки отработанных тепловыделяющих сборок из активной зоны реактора. В случае, если по какой-либо причине в активной зоне осталось ядерное топливо, включая просыпи ОЯТ и/или фрагменты твэлов, об этом делается запись и проводится анализ безопасных условий обращения с ними.

8.2.2 Герметичность контура теплоносителя реактора

В настоящем подразделе приводится информация об отсутствии течей трубопроводов и оборудования первого контура, так как основные циркуляционные контуры, а также контуры охлаждения АЗ, АР, РР и др. опорожнены.

Приводиться информация об удалении радиоактивных технологических сред из трубопроводов и оборудования первого контура.

В случае, если разработана программа контурной дезактивации и до ее проведения для основных циркуляционных контуров, а также других контуров, включенных в состав оборудования подлежащего контурной дезактивации, приводится информация об отсутствии течей трубопроводов и оборудования.

8.2.3 Состояние системы герметичных ограждений

В Годовом отчете представляется информация об изменении плотности герметичных ограждений в процессе эксплуатации на основании ежегодных испытаний их гермообъема, а также должны быть представлены данные о работах, влияющих на состояние герметичных ограждений.

К Годовому отчету должны прилагаться протоколы испытаний системы герметичных ограждений на герметичность с результатами измерения параметров.

Результаты испытаний и информация о выполненных мероприятиях за отчетный год представляются в табличной форме (рисунки 74 и 75).

Т а б л и ц а __ - Результаты испытаний системы герметичных ограждений энергоблока № ___ _____ АС в 20__ году

Дата	Содержание испытаний	Наименование программы испытаний и ее регистрационный номер	Результаты испытаний. Номер документа

Рисунок 74

Т а б л и ц а __ - Перечень выполненных мероприятий (работ) по повышению плотности гермообъема энергоблока № ___ _____ АС в 20___ году

Содержание мероприятия, выполненных работ	Основание

Рисунок 75

8.3 Оценка состояния систем по защите барьеров и сохранению их эффективности (раздел 3)

Выполняется как раздел 3 Годового отчета АС.

8.3.1 Состояние систем безопасности

Для энергоблоков № 1, 2 Белоярской АС (как частный случай)

Приводится информация о выполнении Программы вывода из эксплуатации энергоблоков № 1 и № 2, а именно:

– все ТВС должны быть извлечены из реактора, все стержни АЗ, АР и РР введены в активную зону;

– электроприводы рабочих органов АР, РР постоянно введенных в активную зону, должны быть обесточены;

– контуры охлаждения каналов и стержней АР и РР и контур охлаждения каналов и стержней должны быть опорожнены, электросхемы на насосы НОР1, 2 и НО31 - разобраны;

– с БЩУ осуществляется контроль состояния реакторной установки по параметрам:

- уровень плотности нейтронного потока;
- скорость изменения плотности нейтронного потока;
- температура графита кладки реактора;
- состояние локализующих и обеспечивающих систем безопасности.

Для энергоблока АС (в общем случае) приводится информация о состоянии защитных барьеров, основанная на показаниях различных контролирующих систем, по которой можно судить о поддержании на энергоблоке АС необходимого уровня безопасности.

8.3.2 Техническое обслуживание и ремонт

В подразделе Годового отчета АС дается описание следующих пунктов:

8.3.2.1 Годовые графики технического обслуживания и ремонта оборудования

В этом пункте Годового отчета АС приводятся годовые графики технического обслуживания и ремонта:

- оборудования, систем и конструкций, необходимых для осуществления безопасной эксплуатации блока АС на этапе подготовки к выводу из эксплуатации, включая оборудование и системы, обеспечивающие радиационную безопасность, грузоподъемных кранов, оборудования системы вентиляции и т.д.;
- оборудования, систем и конструкций, необходимых для осуществления последующего безопасного вывода из эксплуатации энергоблока АС;
- оборудования и систем, являющихся общестанционными.

8.3.2.2 Техническое обслуживание и ремонт, выполненные за отчетный период

В данном разделе Годового отчета АС приводится информация о плановых и неплановых ремонтах оборудования энергоблока АС за отчетный период в табличной форме (рисунок 76).

Т а б л и ц а __ - Плановый и неплановый ремонты оборудования энергоблока _____АС в 20___ году

Оборудование энергоблока	Вид ремонта		Продолжительность (сутки)		Примечание
	плановый	неплановый	план	факт	

Рисунок 76

В столбце «Вид ремонта» указываются данные о плановых или неплановых ремонтах.

В графе «Плановый вид ремонта» указывается: капитальный, средний или текущий (КР, СР, ТР) ремонт оборудования энергоблоков согласно утвержденному годовому графику ремонта.

В столбце «Неплановый вид ремонта» указываются данные о неплановых ремонтах (НР) оборудования энергоблоков, коренной причиной которых согласно отчету о расследовании нарушений признаны недостатки технического обслуживания и ремонта (ремонтная документация, ремонтный персонал, ремонтные процедуры).

В столбце «Примечание» для плановых ремонтов указываются причины отклонения фактической продолжительности ремонта от плановой продолжительности, а для непланового ремонта – коренная причина.

8.3.2.3 Нарушения в работе АС по причинам, связанными с недостатками технического обслуживания и ремонта

Информация об отказах, повреждениях и дефектах оборудования энергоблока, находящегося на этапе подготовки к ВЭ, а также оборудования общестанционных систем, приведших к нарушениям в работе энергоблока АС, коренной причиной которых в соответствии с НП-004-08 (согласно отчетам о расследовании нарушений) признаны недостатки технического обслуживания и ремонта (ремонтная документация, ремонтный персонал, ремонтные процедуры), представляется в форме таблицы (рисунок 77).

Т а б л и ц а __ - Перечень нарушений в работе энергоблока АС по причинам, связанными с недостатками технического обслуживания и ремонта на _____ АС в 20___ году

Номер энергоблока, ТГ, ОСО	Обозначение/ наименование оборудования	Наименование завода-изготовителя оборудования	Уровень события по ИНЕС	Номер отчета о расследовании нарушения	Наименование и коренные причины нарушения	Длительность восстановления,

Рисунок 77

8.3.3 Эксплуатационный контроль металла

8.3.3.1 Результаты неразрушающего контроля оборудования и трубопроводов контура теплоносителя реактора и систем, важных для безопасности

Представляется информация за отчетный год о результатах неразрушающего контроля оборудования и трубопроводов (далее – оборудования) контура теплоносителя реактора и важных для безопасности систем по форме таблицы (рисунок 78).

Таблица __ - Результаты неразрушающего контроля оборудования и трубопроводов контура теплоносителя реактора и важных для безопасности систем на энергоблоке №___ _____ АС в 20___ году

Наименование системы, оборудования (с указанием обозначения сварного соединения и систем контроля)	Дата контроля	Метод контроля	Характеристика повреждения, дефекта (место расположения, размеры)	Принятые меры

Рисунок 78

В таблицу заносятся данные по обнаруженным повреждениям и дефектам сварных соединений и наплавок, превышающим нормы ПНАЭ Г-7-010-89, ПК 1514-72 и другие нормы, а также нормы оценки качества основного металла (сплошность, коррозионные повреждения, толщина металла и т.п.). В графе «Принятые меры» указываются сведения по устранению выявленных дефектов либо сведения о допуске в эксплуатацию оборудования с дефектами.

8.3.4 Демонтажные работы и дезактивация систем и строительных конструкций

8.3.4.1 Демонтажные работы

В этом подразделе Годового отчета АС приводится перечень и характеристики (материал, массогабаритные и радиационные характеристики) фрагментов оборудования, трубопроводов энергоблока, демонтированных в отчетном году.

В подразделе должны быть приведены:

– технические решения на демонтаж оборудования;

– результаты и порядок проведения радиационного обследования оборудования, предназначенного к демонтажу;

– мероприятия по безопасному обращению с фрагментами оборудования трубопроводов, загрязненных радионуклидами;

– места сортировки, временного складирования оборудования и металлоотходов;

– характеристики вторичных РАО, образовавшихся в результате работ по демонтажу;

– направления обучения персонала и количество персонала прошедшего обучение.

8.3.4.2 Дезактивация

В этом подразделе Годового отчета АС приводится перечень и характеристики (материал, массогабаритные и радиационные характеристики) фрагментов

оборудования, трубопроводов энергоблока, прошедших дезактивацию в отчетном году.

В подразделе должна быть приведена информация:

– о проведении дезактивации фрагментов оборудования и трубопроводов, образовавшихся при проведении демонтажных работ (выпущенные документы), включая количество материалов неограниченного использования и отнесенных к РАО;

– о порядке и результатах дезактивации помещений и строительных конструкций;

– перечень и характеристики установок для дезактивации оборудования и переработки вторичных радиоактивных отходов (введенных в эксплуатацию за отчетный год);

– о результатах создания специализированных участков дезактивации и оснащении их оборудованием (введенных в эксплуатацию за отчетный год);

– характеристики вторичных РАО, образовавшихся в результате работ по дезактивации;

– о направлениях обучения персонала и количестве персонала прошедшего обучение.

8.3.5 Анализ нарушений в работе АС

В этом подразделе Годового отчета АС должны быть представлены перечни за отчетный год нарушений и корректирующих мероприятий по их устранению и недопущению в табличной форме (рисунки 79, 80, 81 и 82).

Т а б л и ц а __ - Перечень нарушений в работе энергоблока № ___ _____ АС, подлежащих сообщению регулирующему органу, в 20__ году

Номер отчета о расследовании нарушения	Дата, время	Краткое описание нарушения, уровень по ИНЕС	Причины	
			непосредственные	коренные

Рисунок 79

Таблица __ - Перечень корректирующих мероприятий по исключению повторения нарушений, подлежащих сообщению регулирующему органу, а также сведения о выполнении этих мероприятий на _____АС в 20___ году

Содержание мероприятий	Номер отчета о расследовании нарушения	Требуемый срок реализации	Ответственный исполнитель	Отметка о выполнении: выполнено «+» (дата выполнения), невыполнено «-»	Причины невыполнения

Рисунок 80

Таблица __ - Перечень неправильных действий персонала, приведших к нарушениям в работе энергоблока № _____на_____АС в 20___году

Дата нарушения	Описание неправильных действий персонала. Уровень событий по ИНЕС	Последствия действий персонала	Причины	
			непосредственные	коренные

Рисунок 81

Таблица __ - Перечень мероприятий по повышению качества работы персонала на _____АС в 20___ году

Содержание мероприятий	Основание	Требуемый срок реализации	Ответственный исполнитель	Отметка о выполнении: выполнено «+» (дата выполнения), невыполнено «-»	Причины невыполнения

Рисунок 82

В подразделе приводится значение показателя неправильных действий персонала (среднего за год), рассчитанного по формуле (И.2) (приложение И).

Приводятся также данные о динамике изменения неправильных действий персонала в отчетном периоде по сравнению с предыдущими годами. Анализируется тенденция изменения среднегодовых значений показателей за последние пять лет.

Должна быть представлена информация о количестве и квалификации оперативного персонала БЩУ (БПУ) и операторов, совершающих обходы (по отдельным категориям).

8.3.6 Состояние культуры безопасности

В этом подразделе Годового отчета АС дается оценка состояния культуры безопасности на АС.

При оценке состояния культуры безопасности в соответствии с настоящим стандартом рассматриваются:

8.3.6.1 Оценка показателей, характеризующих культуру безопасности

В Годовом отчете АС представляются значения основных показателей (индикаторов, согласно [8]), характеризующих культуру безопасности.

Необходимо привести информацию по следующим ключевым вопросам:

1) Проводит ли руководство АС периодические совещания, посвященные вопросам безопасности, с персоналом, не входящим в руководство АС, цехов и отделов? С каким количеством таких совещаний персонал имел возможность ознакомиться лично (радио-видеотрансляция и/или ссылка на аудио-видеофайл записи совещания)?

2) Определено ли на АС подразделение (группа, совет), в обязанности которого входит координация вопросов поддержания и совершенствования культуры безопасности на АС?

3) Проводятся ли на АС периодические самооценки культуры безопасности, включая исследования отношения персонала к безопасности методом опроса (анкетирования)? Анализируются ли тенденции изменения отношения персонала к безопасности?

4) Имеются ли на АС планы совершенствования культуры безопасности составленные с учетом происшедших на АС событий и результатов оценки состояния культуры безопасности?

5) Проводилась ли на АС миссия ОСАРТ, или запланирован запрос на проведение миссии ОСАРТ или подобного внешнего анализа?

6) Существует ли возможность персонала подразделений, не относящегося к руководству подразделений (до уровня начальников /заместителей/ цехов, отделов, смен, участков), сообщать о проблемах, связанных с вопросами безопасности, непосредственно руководству станции (с помощью почтовых ящиков, на станционном сайте и т.д.)?

Привести общее количество таких обращений и обращений, по которым установлена обратная связь «руководство-персонал».

7) Применяется ли на АС система мотивации и поощрений персонала подразделений, не относящегося к руководству подразделений (до уровня начальников /заместителей/ цехов, отделов, смен, участков) за сообщения:

- о выявлении дефицитов безопасности;

- о почти случившихся событиях;

- признание ошибок, в том числе, не приведших к нарушениям в работе и отклонениям на АС и/или изменению режимов работы оборудования;

- с предложениями по улучшению.

Описать применяемые стимулирующие меры материального и морального характера, указать количество случаев поощрений.

9) Подготавливаются ли на АС и предоставляются руководству регулярные (ежеквартальные) отчеты об оценке состояния безопасной эксплуатации энергоблоков АС на основе анализа показателей безопасной эксплуатации энергоблоков АС и их тенденций?

Приводится ли в отчетах сравнительный анализ показателей безопасной эксплуатации энергобоков АС с другими энергоблоками АС ОАО «Концерна Росэнергоатом», зарубежными энергоблоками АС, среднемировыми значениями?

Отражена ли в отчетах информация в полном объеме, проводится ли верификация исходных данных и согласование отчетов с руководством подразделений АС?

Проводит ли руководство АС (или специально назначенные представители руководства) анализ достигнутых значений показателей?

9) Размещаются ли отчеты (или, хотя бы, резюме отчетов) о состоянии и тенденциях показателей безопасной эксплуатации в общем доступе для персонала АС?

Указать примеры и способы размещения отчетов (резюме отчетов).

10) Проводится ли корректировка программ подготовки персонала по результатам расследования нарушений, анализа внутреннего и внешнего опыта эксплуатации?

Использует ли ремонтный персонал макеты или видеозаписи перед проведением сложных ремонтных работ?

8.3.6.2 Оценка факторов, влияющих на культуру безопасности

В пункт Годового отчета АС включаются основные факторы, влияющие на состояние культуры безопасности, по рассмотрению всех подразделов раздела 7 Годового отчета АС.

Приводятся мероприятия, выполненные за отчетный период, для улучшения состояния культуры безопасности.

8.3.6.3 Принимаемые меры по учету человеческого фактора в вопросах обеспечения безопасной эксплуатации энергоблока

В пункте Годового отчета АС должна быть изложена информация:

- об обеспеченности людскими ресурсами для эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергоблока;

- о пути и методах по предотвращению, обнаружению и исправлению ошибок человека, включая анализ ошибок человека, учет взаимодействия человека и машины, эксплуатационные аспекты и обратную связь по вопросам накопленного опыта;

- об административно-управленческих и организационных решениях, направленных на учет человеческого фактора;

- о принимаемых мерах по повышению квалификации ремонтного и эксплуатационного персонала;

- о принимаемых мерах по повышению квалификации персонала, задействованного в проведении демонтажных и дезактивационных работ;

- о внедрении симптомно-ориентированных инструкций для ликвидации аварий на энергоблоках.

В этом пункте Годового отчета АС также должны быть изложены мероприятия, сыгравшие значительную роль в улучшении состояния культуры безопасности.

8.4 Состояние радиационной безопасности (раздел 4)

Выполняется как раздел 4 Годового отчета АС.

8.4.1 Эффективность радиационной защиты населения и окружающей среды

Радиационное воздействие АС на население и окружающую среду при эксплуатации энергоблока АС, остановленного для вывода из эксплуатации, характеризуется объемами поступления радионуклидов в окружающую среду.

Обеспечение радиационной безопасности при эксплуатации энергоблока АС, остановленного для вывода из эксплуатации, считается достаточным, если техническими средствами и организационными мерами, предусмотренными технологическим регламентом эксплуатации, обеспечивается непревышение утвержденных в установленном порядке нормативов выбросов радиоактивных веществ в атмосферный воздух и сбросов радиоактивных веществ в водные объекты, на основании которых АС выданы разрешения Ростехнадзора на выбросы и сбросы радиоактивных веществ в окружающую среду.

В Годовом отчете АС эффективность радиационной защиты населения и окружающей среды в районе расположения АС оценивается по результатам анализа тенденции изменения параметров радиационной обстановки на промплощадке и в

районе расположения АС. Значения контролируемых параметров, определяющих уровень радиационной безопасности на площадке блока АС на этапе подготовки к выводу из эксплуатации, должны быть не хуже соответствующих значений при его эксплуатации. Оценка радиационной безопасности, включая систематическую оценку радиационного состояния на площадке блока АС, ведение постоянного учета и контроля источников ионизирующего излучения, идентифицируемых в соответствии с результатами проведенного комплексного инженерного и радиационного обследования (КИРО), должна проводиться в течение всего этапа подготовки к выводу из эксплуатации.

В Годовом отчете АС информация за отчетный год по газоаэрозольным выбросам представляется в табличной форме, как показано на рисунке 83.

В таблице должны быть указаны все источники (венттруба, вентсистема, АС в целом), полный перечень радионуклидов, для которых установлены нормативы выброса и значения фактического выброса всех нормируемых радионуклидов по всем источникам выброса.

Дополнительно должен быть указан коэффициент очистки выбрасываемого воздуха АС от радиоактивных аэрозолей и йодов на фильтрах газоочистки, определенный проектом и подтвержденный результатами регламентных проверок.

В случае превышения значения выброса сверх установленных нормативов должна быть представлена информация о дате и продолжительности превышения.

Т а б л и ц а __ - Газоаэрозольные выбросы в окружающую среду на _____АС в 20__ году

Вентруба АС	Регламентируемые радионуклиды	Выбросы за месяц, Бк												Суммарный выброс за год, Бк	ПДВ за год, Бк	Процент от ДВ за год
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
	*															
Всего с АС																
* В строках таблицы приводятся данные по выбросам каждого из радионуклидов, регламентированных для данной АС.																

Рисунок 83

Информация по сбросу радионуклидов в поверхностные водоемы представляется в табличной форме, как показано на рисунке 84.

Т а б л и ц а __ - Сброс радионуклидов в водные объекты на _____АС в 20____году

Источник сбросов	Носитель сбросов	Прием-ник сбросов (водоем, река)	Объем сброса, $м^3$	Радио-нуклид	Величина сброса за год, Бк	Допусти-мый сброс, Бк	Индекс сброса

Рисунок 84

Состав радионуклидов должен включать полный перечень радионуклидов, для которых установлен норматив допустимого сброса. В тексте после таблицы (см. рисунок 84) должен быть приведен суммарный индекс сброса, рассчитанный по формуле, приведенной в разделе К.4 (приложение К).

В таблице (см. рисунок 84) должны быть указаны источники (дебалансные воды данного энергоблока, очереди), носители (контрольные баки чистого конденсата) и приемники сбросов.

В случае если существующими на АС приборами и методами некоторые радионуклиды, нормируемые в выбросах и сбросах, не определяются, фактическому выбросу/сбросу нормируемого радионуклида присваивается значение 1/2 произведения нижнего предела измерения на суммарный объем выброса/сброса, если иное не определено соответствующими методиками.

В Годовом отчете должен быть проведен анализ тенденции изменения показателей выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду по всем годам выпуска отчетов по оценке состояния безопасности при эксплуатации и подготовке к ВЭ энергоблоков АС.

Критерием, определяющим эффективность радиационной защиты населения и окружающей среды, является также непревышение активности радионуклидов в воде контрольных скважин, расположенных по периметру хранилищ

радиоактивных отходов, уровней вмешательства, регламентированных СанПиН 2.6.1.2523, и дозовых квот облучения населения при всех видах обращения с РАО на АС.

В Годовом отчете АС приводится оценка соответствия АС указанным критериям. Во всех случаях превышения содержания радионуклидов в воде наблюдательных скважин приводятся подробные данные по продолжительности и величинам превышений, а также приводятся результаты анализа причин этих превышений и оценка достаточности и эффективности принятых мер по предотвращению таких превышений в дальнейшем.

В Годовом отчете должны быть представлены усредненные данные (в сравнении с «нулевым» фоном, определенным до ввода АС в эксплуатацию):

- для действующих АС - по мощности дозы;

- для вновь вводимых АС - по содержанию радионуклидов в контролируемых объектах внешней среды в районе расположения АС в соответствии с установленным объемом контроля на конкретной АС:

- в почве;

- в растительности;

- в воде;

- в сельскохозяйственных продуктах местного производства.

В Годовом отчете должны быть приведены максимальные значения дозы излучения на местности за календарный год в районе расположения АС, измеренное интегральными дозиметрами, а также за предыдущие годы с начала выпуска отчетов по оценке состояния безопасности при эксплуатации энергоблоков АС.

В Годовом отчете АС также освещаются следующие вопросы:

- организация радиационного контроля;

- радиационная остановка в помещениях и на площадке энергоблока АС, а также в санитарно-защитной зоне, зоне наблюдения и контрольном пункте;

- данные об авариях на АС (при наличии таковых), на основе которых можно проводить оценки загрязнения радиоактивными веществами технологического

оборудования, помещений, строительных конструкций энергоблока АС, промплощадки АС и прилегающих к ней территорий.

Должна быть оценена радиационная обстановка в помещениях и на площадке АС. В случае отклонений от нормативных показателей проведен анализ их причин и оценка достаточности и эффективности принятых мер по исключению отклонений в дальнейшем.

Эксплуатирующая организация должна обеспечить оценку радиационной безопасности на этапе подготовки энергоблока АС к ВЭ, включая систематическую оценку радиационного состояния на площадке энергоблока АС, ведение постоянного учета и контроля источников ионизирующего излучения, идентифицируемых в соответствии с результатами проведенного КИРО.

8.4.2 Уровень радиационной защиты персонала

Основным критерием, определяющим радиационную защиту персонала АС, является уровень его облучаемости.

В соответствии с СанПиН 2.6.1.2523 установлены основные пределы доз. Индивидуальная эффективная доза для персонала группы А равна 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные пять лет, но не более 50 мЗв в год (СанПиН 2.6.1.2523, таблица 3.1). Основные пределы доз, как и все остальные допустимые уровни облучения персонала группы Б, равны 1/4 значений для персонала группы А.

В Годовой отчет АС включаются данные за отчетный год по индивидуальным эффективным дозам облучения всего фактически состоящего на индивидуальном дозиметрическом контроле персонала группы А в табличной форме, как показано на рисунке 85.

Среднегодовая эффективная доза вычисляется как отношение суммы индивидуальных эффективных доз облучения к числу лиц, у которых проводились измерения доз в отчетный период (то есть не учитываются работники, которые стояли на контроле, но для которых измерения доз не проводилось).

В случае невозможности выделить отдельно индивидуальные эффективные дозы облучения персонала для данного энергоблока таблица (см. рисунок 85) заполняется в целом для АС и делается оценка вклада работ на данном энергоблоке в суммарное облучение персонала на АС.

Таблица __ - Индивидуальные эффективные дозы облучения персонала группы А на _____ АС в 20__ году

Вид персонала	Число контролируемых лиц, чел.	Число лиц на дозиметрическом контроле внешнего облучения, чел.	Число лиц на дозиметрическом контроле внутреннего облучения, чел.	Число лиц, получивших годовую эффективную дозу внешнего и внутреннего облучения, чел						Среднегодовая эффективная доза, мЗв	Число лиц с индивидуальным радиационным риском более 10^{-3}	Число лиц, у которых суммарная эффективная доза за 5 последних лет превысила 100 мЗв, чел.
				Менее 1 мЗв	1-2 мЗв	2-5 мЗв	5-20 мЗв	20-50 мЗв	Более 50 мЗв			
Собственный персонал АС												
Прикомандированные												
Всего на АС												

Рисунок 85

В Годовом отчете АС освещаются также следующие вопросы:

- наименование типов дозиметров или принципиальные основы методов, используемых для определения индивидуальной эффективной дозы;

- анализ всех случаев и причин превышения индивидуальных эффективных доз облучения персонала свыше 50 мЗв/год;

- анализ всех случаев и причин превышения суммарной индивидуальной эффективной дозы облучения персонала за 5 последних лет свыше 100 мЗв;

- сведения о контроле эквивалентной дозы на критические органы, указанные в СанПиН 2.6.1.2523-09 (таблица 3.1) (хрусталик, кожа, кисти и стопы). Число контролируемых лиц, облучаемые органы, метод дозконтроля, а также анализ случаев превышения установленных СанПиН 2.6.1.2523-09 годовых дозовых пределов;

- выполненные и планируемые мероприятия по снижению доз;

- контрольные (административные) уровни облучения персонала, установленные на АС, и число лиц из собственного и прикомандированного персонала, их превысившее;

- перечень основных дозоемких работ, включая информацию о коллективных дозах облучения, полученных при их выполнении, привести выводы и предложения по снижению облучаемости персонала при выполнении аналогичных работ (СанПиН 2.6.1.24, п.9.5 и п.9.6).

Должны быть приведены результаты анализа дозозатрат персонала, сравнение их с предыдущим годами с начала вывода из эксплуатации энергоблока АС, указаны причины снижения или увеличения дозовых нагрузок контролируемых лиц.

Должны быть указаны дозовые затраты по выполненным работам, входящим в перечень особо радиационно-опасных работ (СанПиН 2.6.1.24, п.9.5). Приведен перечень проводимых мероприятий по снижению облучаемости персонала при выполнении аналогичных работ, приведены выводы и предложения по снижению облучаемости при выполнении аналогичных работ в дальнейшем (СанПиН 2.6.1.24, п.9.6).

Расчет показателей уровня радиационной защиты персонала проводится по формулам, приведенным в приложении Л.

8.4.3 Обращение с отработавшим ядерным топливом

8.4.3.1 Обращение с отработавшим ядерным топливом АМБ (как частный случай)

Этот пункт Годового отчета АС относится к остановленным энергоблокам № 1, 2 Белоярской АС на этапе временной выдержки и подготовки энергоблока к выводу из эксплуатации.

В Годовом отчете АС анализируется выполнение мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию и техническое обслуживание систем и оборудования бассейнов выдержки энергоблоков № 1 и № 2 на этапе временной выдержки и подготовки энергоблока к выводу из эксплуатации, в соответствии с Программой вывода из эксплуатации энергоблока № 1 Белоярской АС.

Анализируется организация хранения ОТВС в том числе с негерметичными твэлами в пеналах бассейнов выдержки (БВ) и/или в реакторе, отправка ОТВС на предприятия по переработке ядерного топлива или региональное хранилище (в табличной форме, как показано на рисунке 86), перевод на «сухое» хранение, перечень нормативных и технических документов, регламентирующих выполнение операций с ОТВС АМБ.

В случае нарушений при транспортно-технологических операциях с ядерным топливом приводится их описание, результаты анализа непосредственных и коренных причин и последствий нарушений, выполнения мероприятий по предотвращению подобных нарушений.

Анализируется состояние БВ-1 и БВ-2: уровень наполнения и температура воды, результаты химического и спектрометрического анализа качества воды, использование системы очистки вод.

В случае непроектного хранения ОТВС с негерметичными твэлами в БВ или реакторе приводятся ссылки на документы, разрешающие и обосновывающие возможность такого хранения. Описывается обращение с разгерметизированным ЯТ

на энергоблоке, включая фрагменты твэлов и просыпи ЯТ, в том числе в реакторе или при разделке ОТВС в защитных «горячих» камерах.

Таблица __ - Хранение ОТВС с негерметичными твэлами в бассейнах выдержки или реакторе энергоблока №____ _____АС

Номер БВ (реактор)	На конец года мест для хранения ОТВС с негерметичными твэлами в БВ (реакторе)				Отгружено за год ОТВС с негерметичными твэлами на предприятие по переработке или региональное хранилище ЯТ, переведено на «сухое» хранение
	Всего мест для хранения ОТВС с негерметичными твэлами в БВ/реакторе	Всего пеналов для хранения ОТВС с негерметичными твэлами в БВ/реакторе	Всего ОТВС в пеналах для хранения ОТВС с негерметичными твэлами в БВ/реакторе	Незагруженных пеналов для хранения ОТВС с негерметичными твэлами в БВ/реакторе	
Примечание - Ввести пояснения к таблице, отражающие особенности организации обращения с отработанным топливом на АС.					

Рисунок 86

Анализируется выполнение всех видов работ с ОТВС в соответствии с утвержденными программами и техническими решениями: «Программа удаления просыпей облученного ядерного топлива из кладки, систем и элементов оборудования блоков № 1 и № 2 Белоярской АЭС», «Программа работ по обеспечению безопасного хранения и вывоза ОЯТ АМБ с Белоярской АЭС» и других.

Форма представления информации определяется АС.

8.4.3.2. Обращение с отработавшим ядерным топливом энергоблока АС (в общем случае)

Анализируется организация хранения ОТВС в пеналах бассейнов выдержки и отправки ОТВС на предприятия по переработке ядерного топлива, станционный ХОЯТ или региональное хранилище в табличной форме (рисунок 87). В случае нарушений при транспортно-технологических операциях с ядерным топливом приводится их описание, результаты анализа непосредственных и коренных причин

и последствий нарушений, выполнения мероприятий по предотвращению подобных нарушений.

В случае непроектного хранения ОТВС с негерметичными твэлами в БВ приводятся ссылки на документы, разрешающие и обосновывающие возможность такого хранения.

Т а б л и ц а __ - Хранение ОТВС с негерметичными твэлами в бассейнах выдержки энергоблока №____ _____АС

Номер БВ	На конец года мест для хранения ОТВС с негерметичными твэлами в БВ				Отгружено за год ОТВС на предприятие по переработке / региональное хранилище ЯТ
	Всего мест для хранения ОТВС с негерметичными твэлами в БВ	Всего пеналов для хранения ОТВС с негерметичными твэлами в БВ	Всего ОТВС в пеналах для хранения ОТВС с негерметичными твэлами	Незагруженных пеналов для хранения ОТВС с негерметичными твэлами	
П р и м е ч а н и е - Ввести пояснения к таблице, отражающие особенности организации обращения с отработавшим топливом на АС.					

Рисунок 87

Приводится описание организации хранения фрагментов твэлов и просыпей ЯТ, извлеченных из реактора и/или образовавшихся при разделке ОТВС в защитных «горячих» камерах, и сведения по количеству ОЯТ, находящегося на хранении в «горячих» камерах.

Форма представления информации определяется АС.

8.4.4 Хранение и переработка радиоактивных отходов

В Годовом отчете АС представляются значения (по году в целом) показателей, приведенных в приложении М, а также дополнительные сведения в табличной форме по жидким радиоактивным отходам по форме таблицы (рисунок 88) и твердым радиоактивным отходам (рисунок 89).

Т а б л и ц а __ - Заполнение емкостей для хранения жидких радиоактивных отходов на _____АС в 20___ году

Номер емкости	Вид ЖРО	Объем емкости, $м^3$	Заполнение емкостей		Удельная активность ЖРО, Бк/г	Солесодержание, $г/дм^3$
			$м^3$	%		

Рисунок 88

Приводятся также:

- общий объем отходов в ХЖО, $м^3$;
- общее количество солей в ХЖО, т;
- суммарная активность отходов в ХЖО, Бк.

Необходимо соотнести годовое поступление ЖРО с показателями за предыдущий год.

Т а б л и ц а __ - Заполнение хранилищ ТРО на _____ АС в 20___ году

Хранилище, обозначение емкости	Назначение емкости	Объем, $м^3$	Заполнение		Из них кондиционированных	
			$м^3$	%	$м^3$	%

Рисунок 89

Приводятся также следующие сведения:

- общий объем отходов в ХТРО, $м^3$;
- количество очень низкоактивных радиоактивных отходов, $м^3$;
- суммарная активность очень низкоактивных радиоактивных отходов Бк;
- количество низкоактивных и среднеактивных отходов, $м^3$;
- суммарная активность низкоактивных и среднеактивных отходов, Бк;
- количество высокоактивных отходов, $м^3$;
- суммарная активность высокоактивных отходов, Бк;
- количество РАО, переданных в сторонние организации для переработки, хранения или захоронения, $м^3$.

В Годовом отчете АС в табличной форме представляются значения (по году в целом) показателей по переработке и кондиционированию РАО, выполненных на АС за прошедший год (рисунок 90), и количеству РАО подготовленных в соответствии с критериями приемлемости к захоронению / переданных Национальному оператору на захоронение в виде твердых (отвержденных) радиоактивных отходов (рисунок 91).

Таблица __ - Переработка, кондиционирование РАО на установках в 20___ году

Установки переработки	Количество часов работы за год	Поступило РАО на переработку, кондиционирование				Образовалось РАО после переработки, кондиционирования			
		количество		суммарная активность, Бк		количество брутто		суммарная активность, Бк	
Наименование		$м^3$	т	альфа-излучающих нуклидов	бета-, гамма-излучающих нуклидов	$м^3$	т	альфа-излучающих нуклидов	бета-, гамма-излучающих нуклидов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Рисунок 90

В таблице приводятся следующие сведения:

- наименование установки по переработке РАО;
- количество часов работы за год;
- количество РАО, поступивших на переработку;
- суммарная активность поступивших на переработку РАО;
- количество образовавшихся после переработки РАО;
- суммарная активность РАО после переработки.

Т а б л и ц а __ - Количество РАО, подготовленных в соответствии с критериями приемлемости к захоронению / переданных Национальному оператору на захоронение в виде твердых (отвержденных) радиоактивных отходов в 20___ году

Подготовлено к передаче на захоронение			Передано на захоронение		
Количество брутто, $м^3$	Тип упаковки (контейнера)	Класс РАО для захоронения	Количество, $м^3$	Тип упаковки (контейнера)	Класс РАО для захоронения

Рисунок 91

В таблице приводятся следующие сведения:

- объем РАО, подготовленных к передаче на захоронение;
- тип упаковки (контейнера), в котором РАО передается на захоронение;
- класс РАО для захоронения;
- объем РАО, переданных на захоронение;
- тип упаковки (контейнера), в котором РАО передано на захоронение;
- класс РАО для захоронения.

При анализе представленных выше показателей и материалов должно быть показано:

- соответствует ли годовое поступление ЖРО и ТРО проектным и нормативным показателям;
- какие причины привели к превышению проектных и нормативных показателей;
- на какой срок хватит емкостей ЖРО и ТРО при существующем темпе их заполнения;
- какие установки по переработке ЖРО и ТРО запланировано ввести в строй, и в какие сроки;
- какие организационно-технические мероприятия запланировано провести для уменьшения количества радиоактивных отходов;
- состояние емкостей ЖРО (герметичность, протечки в каньоны, протечки из здания ЖРО).

Необходимо сравнить значения показателей за последние три года и дать оценку причин их изменения, а также привести мероприятия, выполненные для снижения количества отходов.

Радионуклидный состав РАО приводится не ежегодно, а при необходимости при проведении определенных этапов работ (разборка оборудования, вынужденная дезактивация помещений и т.д.).

8.5 Финансовые и людские ресурсы (раздел 5)

Выполняется как раздел 5 Годового отчета АС.

В этом разделе необходимо отразить финансовые и людские ресурсы, имеющиеся в распоряжении АС для обеспечения безопасной эксплуатации энергоблока, остановленного для вывода из эксплуатации.

8.6 Состояние ядерной безопасности, физической и противопожарной защиты (раздел 6)

Выполняется как раздел 6 Годового отчета АС.

8.6.1 Состояние ядерной безопасности и физической защиты

В данном подразделе Годового отчета АС делается ссылка на выпущенные отчеты по ядерной и физической защите энергоблока и приводится общая информация о состоянии ядерной безопасности и физической защиты на энергоблоке.

8.6.2 Состояние противопожарной защиты

Выполняется как подраздел 6.2 Годового отчета АС.

Состояние противопожарной защиты определяется на качественном уровне.

В первом Годовом отчете АС, выполненном по настоящему стандарту, дается подробное описание организации системы противопожарной защиты энергоблоков АС в пунктах:

8.6.2.1 Перечень федеральных законов, постановлений Правительства РФ и НД, на основе которых осуществляется обеспечение пожарной безопасности на АС. Наличие на АС документов по пожарной безопасности в соответствии с требованиями ППБ-АС-2011 (п.8.1, 8.2).

8.6.2.2 Организация работы по обеспечению пожарной безопасности

8.6.2.3 Характеристика систем пожаротушения

В дальнейшем по предыдущим трем пунктам следует сообщать только о происшедших изменениях, описывать причины, вызвавшие эти изменения, указывать эффект от их внедрения.

8.6.2.4 Данные по пожарам, возгораниям

В данном пункте Годового отчета АС необходимо представить сведения о причинах и условиях возникновения пожаров, происшедших в отчетном периоде, а также о разработке и реализации мер по их предупреждению.

8.6.2.5 Характеристика мероприятий по повышению пожарной безопасности

В этом пункте Годового отчета АС приводятся сроки мероприятий, и анализируется их выполнение (предписания надзорных органов, график выполнения).

В этом пункте также отражаются мероприятия, предусмотренные «Планом мероприятий по повышению пожарной безопасности и модернизации систем противопожарной защиты АЭС».

8.6.2.6 Состояние и надежность систем и средств пожаротушения

В этом пункте Годового отчета АС следует представить данные о техническом состоянии, обслуживании, работоспособности и правильности эксплуатации систем и средств противопожарной защиты, включая первичные средства пожаротушения, а также о надежности выполнения заданных функций автоматических установок пожаротушения, относящихся к системам, обеспечивающим безопасность АС.

8.7 Оценка факторов, влияющих на безопасность энергоблока (раздел 7)

Выполняется как раздел 7 Годового отчета АС.

8.7.1 Отступления от федеральных норм и правил в области использования атомной энергии

В этом подразделе Годового отчета АС представляются данные о выполнении за предыдущий период работ по устранению отступлений от требований федеральных законов, документов Правительства РФ и нормативных документов по обеспечению ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности АС.

8.7.2 Организация эксплуатации энергоблока

В подразделе Годового отчета АС должны быть оценены нижеследующие факторы:

8.7.2.1 Оптимальность организационных структур эксплуатации

В этом пункте Годового отчета АС дается описание следующих подпунктов:

1) организация управления;

2) организация эксплуатации;

3) организация технической поддержки;

4) использование опыта эксплуатации.

В пункте следует сообщать только об изменениях в организационных структурах эксплуатации, описывать причины, вызвавшие эти изменения, и указывать эффект от них.

8.7.2.2 Качество эксплуатационной документации

В этом пункте Годового отчета АС дается описание следующих подпунктов:

1) соответствие эксплуатационной документации требованиям нормативной документации;

2) замечания к эксплуатационной документации по отчетам о расследовании нарушений, предписаниям Ростехнадзора и результатам проверок;

3) принципиальные изменения, внесенные в эксплуатационную документацию за рассматриваемый период.

8.7.2.3 Качество эксплуатации

В этом пункте Годового отчета АС дается описание следующих подпунктов:

1) программа обеспечения качества.

В этом подпункте изложить:

- принятые меры для внедрения программ обеспечения качества, методы, используемые на АС для оценки программ обеспечения качества;

- положительные примеры по реализации программ обеспечения качества на АС;

- наличие экспертных замечаний к программе(ам) обеспечения качества при рассмотрении в Ростехнадзоре комплекта документов на получение лицензии и/или на получение изменения условий действия лицензии;

- заключения по оценке результативности выполнения программ обеспечения качества (общей и частных).

2) организация системы контроля качества на АС.

В этом подпункте Годового отчета АС представить:

- планы-графики проведения внутренних и внешних проверок программ обеспечения качества и результаты их выполнения;

- выводы по проверкам программ обеспечения качества (внутренним и внешним).

8.7.2.4 Подготовка, поддержание и повышение квалификации персонала АС

В этом пункте Годового отчета АС дается описание следующих подпунктов:

1) выполнение плана подготовки, поддержания и повышения квалификации всего персонала АС.

Информация за отчетный год приводится в табличной форме (рисунок 92).

Т а б л и ц а __ - Выполнение плана подготовки, поддержания и повышения квалификации персонала на _____ АС в 20___ году

Вид персонала	Всего по плану подготовки	Фактически подготовлено	Место и вид подготовки
1 Руководители			
2 Специалисты			
3 Оперативный персонал			
4 Персонал технического обслуживания и ремонта			

Рисунок 92

2) Учебно-тренировочный центр (пункт).

В этом подпункте Годового отчета АС должны быть оценены нижеследующие факторы:

а) выполнение плана организационно-технических мероприятий по приведению полномасштабного тренажера в соответствие с энергоблоком-прототипом;

б) выполнение плана подготовки, поддержания и повышения квалификации инструкторского персонала;

в) инструктажи персонала;

г) организация проверки знаний персонала, количество учебных курсов, проведенных в течение года;

д) обучение персонала по охране труда, промышленной безопасности, программам пожарно-технического минимума;

е) выполнение процедур получения работниками АС разрешений Ростехнадзора на право ведения работ в области использования атомной энергии;

ж) выполнение мероприятий, намеченных по результатам проведения на АС «Дней безопасности».

8.7.3 Безопасность энергоблока при эксплуатации

В этом подразделе Годового отчета АС дается описание следующих пунктов:

8.7.3.1 Аварийная готовность

В этом пункте Годового отчета АС дается описание следующих подпунктов:

1) перечень документов по ликвидации аварий;

2) мероприятия по предотвращению предаварийных ситуаций и аварий на АС и в регионах;

3) противоаварийные и противопожарные тренировки и учения на АС и в регионах.

Перечень противоаварийных и противопожарных тренировок и сведения об их прохождении за отчетный год указываются по форме таблицы, приведенной на рисунке 93.

Т а б л и ц а __ - Проведение противоаварийных и противопожарных тренировок персонала на _____ АС в 20___ году

Тема тренировки	Вид тренировки	Отметка о проведении «+», непроведении «-»	Причины непроведения тренировок и компенсирующие меры

Рисунок 93

4) количество неправильных действий персонала в предаварийных ситуациях и авариях;

5) обеспечение готовности АС к ликвидации проектных аварий и пожаров и к управлению запроектными и тяжёлыми запроектными авариями;

6) состояние аварийной готовности на конкретной площадке АС и за пределами площадки АС;

7) меры по информированию общественности в отношении аварийной готовности АС;

8) роль защищённых пунктов управления противоаварийными действиями, Кризисного центра ОАО «Концерн Росэнергоатом», Ситуационно-Кризисного центра ГК «Росатом» и Центров технической поддержки организаций,

выполняющих работы и оказывающих услуги эксплуатирующей организации, в повышении аварийной готовности АС.

8.7.3.2 Лицензирование эксплуатации энергоблока

В этом пункте необходимо привести ссылки на номер и срок действия лицензий на эксплуатацию и лицензий и разрешений на другие виды деятельности, полученных от Ростехнадзора и других надзорных и регулирующих органов РФ, привести перечни Условий действия лицензий, а также информацию о выполнении требований, оговоренных в Условиях действия лицензий

8.7.3.3 Состояние действующих систем автоматизации, контроля и управления, важных для безопасности

Должны быть приведены данные по проведенной модернизации и замене технических средств автоматизации, контроля и управления на новые.

8.7.3.4 Мероприятия по повышению безопасности

В этом пункте Годового отчета АС представляются:

1) данные о выполнении графика работ по модернизации энергоблока за прошедший год и график на настоящий год. Фактическое состояние работ, планируемые сроки окончания модернизации энергоблока;

2) перечень изменений, внесенных в оборудование и системы энергоблока, важные для безопасности;

3) внедрение мероприятий на основе учета опыта других АС, на основании информации, получаемой с аналогичных АС в Российской Федерации, а также по международным информационным системам. Результаты анализа и использования информации об опыте эксплуатации российских и зарубежных АС.

8.7.4 Результаты инспекций деятельности АС по контролю безопасности

В этом подразделе Годового отчета АС представляется информация по следующим пунктам:

8.7.4.1 Перечень всех проверок АС (внешних, внутренних, эксплуатирующей организацией, ГК «Росатом»), миссий, партнерских проверок международных организаций (МАГАТЭ, ВАО АЭС и др.) с указанием сроков, вида и темы проверок, проверяющей организации и номеров актов комиссий в табличной форме (рисунок 94).

Таблица __ - Перечень всех проверок АС (внешних, внутренних, эксплуатирующей организацией, ГК «Росатом»), миссий, партнерских проверок международных организаций (МАГАТЭ, ВАО АЭС и др.)

Объект проверки	Проверяющая организация	Сроки проверки	Вид проверки*	Тема проверки	Номер акта/ предписания
*Вид проверки – оперативная, целевая, комплексная.					

Рисунок 94

В данный перечень обязательно включаются:

– комплексные (целевые) проверки обеспечения безопасности действующей АС комиссией эксплуатирующей организации, которые обязательно включают в себя проверку состояния ядерной безопасности во исполнение требований НП-082-07 (п.5.2);

– проверка состояния ядерной безопасности АС внутренней комиссией – 1 раз в год в соответствии с требованиями НП-082-07 (п.5.2) и НП-061-05 (п. 5.2);

– проверка выполнения качества капитальных ремонтов энергоблоков АС;

– проверки ГК «Росатом»;

– проверки надзорными и регулирующими государственными органами;

– комплексные (внутренние) проверки АС.

В перечень не включаются проверки выполнения программ обеспечения качества.

8.7.4.2 Обобщенные результаты проведенных проверок (внутренних, эксплуатирующей организацией и надзорными и регулирующими государственными органами) и корректирующие мероприятия отражаются в табличной форме (рисунок 95).

Таблица __ - Обобщенные результаты проведенных проверок (внутренних, эксплуатирующей организацией и надзорными и регулирующими государственными органами)

Проверяющая организация	№ документа, дата выдачи	№ пункта акта/ предписания	Пункт, обозначение нарушенного ФНП	Содержание пункта акта/предписания	Содержание пункта плана мероприятий	Срок исполнения	Фактическая дата выполнения

Рисунок 95

К результатам относятся выявленные при проведении проверок несоответствия требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

В этом пункте Годового отчета АС приводится также информация о не устраненных в течение года несоответствиях, отмеченных в актах проверок.

8.7.5 Перечень мероприятий и работ, выполненных на энергоблоке АС для получения лицензии на вывод из эксплуатации

В данном подразделе Годового отчета АС в табличной форме (рисунок 96) приводится информация за отчетный год о выполнении мероприятий и разработке документации, необходимой для получения лицензии Ростехнадзора на вывод из эксплуатации энергоблока АС и условий действия лицензии на эксплуатацию энергоблока, остановленного для вывода из эксплуатации.

Таблица __ - Перечень мероприятий и работ, выполненных на энергоблоке №____ _____АС для получения лицензии на вывод из эксплуатации в 20___ году

Мероприятие/документ	% готовности	Примечание
Отчет по обоснованию безопасности при выводе из эксплуатации энергоблока АС		
Отчет о результатах комплексного обследования энергоблока АС		
Программа вывода энергоблока АС из эксплуатации		
Программа и график работ по демонтажу оборудования и систем энергоблока АС		
Программа обеспечения качества при выводе из эксплуатации – ПОКАС(ВиЭ)		
Инструкция по ликвидации аварий на энергоблоке АС при выводе из эксплуатации		
План мероприятий по защите персонала в случае аварий на АС		
Инструкции по эксплуатации оборудования и систем, учитывающие этапы демонтажа оборудования и систем по программе демонтажа		
Справка по обеспечению учета и контроля радиоактивных отходов, образующихся при выводе из эксплуатации энергоблока АС		
Справка по обеспечении физической защиты при выводе из эксплуатации энергоблока АС		
Документ, подтверждающий отсутствие на энергоблоке АС ядерных материалов с указанием времени вывоза ядерных материалов		
Проект вывода энергоблока АС из эксплуатации.		
Результаты наблюдения за зданиями и сооружениями, относящимися к I и II категориям по влиянию на безопасность, за все время наблюдений (например, осадки, крены)		
Регламенты эксплуатации систем обращения с радиоактивными отходами		
Информация о подборе, подготовке, поддержании квалификации и допуске к самостоятельной работе работников энергоблока АС		

Рисунок 96

8.8 Общая оценка состояния безопасной эксплуатации энергоблока (раздел 8)

Выполняется как раздел 8 Годового отчета АС.

В разделе дается оценка общего состояния безопасной эксплуатации энергоблока, приводятся основные выводы по общим характеристикам работы энергоблока, состоянию систем физических барьеров и систем мер по защите барьеров, а также по радиационной, ядерной и пожарной безопасности. В случае отрицательных тенденций изменения значений показателей по годам, оценивающих состояние безопасной эксплуатации энергоблока, описываются причины этого и принятые меры.

Приводятся выводы о состоянии барьеров на пути распространения радиоактивных продуктов, образующихся при работе реакторов, а также показывается эффективность многоуровневой защиты этих барьеров в процессе эксплуатации. Приводятся основные выводы по герметичности твэлов, герметичности контура охлаждения активной зоны и состоянии системы герметичных ограждений. Оценивается эффективность радиационной защиты населения и окружающей среды, уровень радиационной защиты персонала, хранения и переработки радиоактивных отходов на АС, выполнение мероприятий, связанных с радиационной безопасностью.

Приводятся также выводы о готовности систем безопасности, об устойчивости работы энергоблока, о выработке проектного ресурса основного оборудования энергоблоков, о влиянии на безопасность характеристик водно-химических режимов, действий оперативного персонала, состояния технического обслуживания и ремонта оборудования систем, важных для безопасности. Анализируется эффективность выполнения мероприятий, связанных с технической безопасностью.

По ядерной безопасности приводятся выводы о состоянии учета и контроля ядерных материалов, о соблюдении регламентных требований и условий эксплуатации реакторной установки, о состоянии ядерного топлива, исполнительных органов СУЗ и внутриреакторных элементов, о соблюдении

условий хранения свежего и отработавшего топлива, о выполнении мероприятий, связанных с ядерной безопасностью.

По пожарной безопасности приводятся выводы о характеристиках, состоянии и надежности систем пожаротушения, о причинах возникновения пожаров и возгораний и принятых мерах по их предотвращению, о ходе выполнения работ по анализу влияния пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание реакторной установки.

По результатам анализа факторов, влияющих на безопасность, оценивается состояние эксплуатации энергоблока, выполнение технических и организационных мер по обеспечению безопасности АС, мероприятий по повышению безопасной эксплуатации.

В разделе необходимо также отразить:

- результаты анализа соответствия энергоблока требованиям действующих нормативных документов по безопасности и реализованные меры для компенсации отступлений от НД;
- уровень эксплуатации энергоблоков, достигнутый в результате выполнения мероприятий по повышению безопасности;
- существующую программу работ, направленных на повышение безопасной эксплуатации энергоблока;
- перспективы дальнейшей эксплуатации энергоблока сверх проектного ресурса;
- результаты количественной оценки безопасности энергоблоков с учетом выполненных усовершенствований, модернизации и внедрения компенсирующих мер;
- принятые меры, стимулирующие приверженность персонала безопасности, положительные примеры деятельности АС в этом направлении;
- меры, принятые для снижения радиационного облучения персонала;
- меры, принятые для совершенствования охраны труда.

На основании анализа и результатов указанной оценки должны быть определены дальнейшие направления деятельности АС для повышения безопасной эксплуатации.

Приложение А
(обязательное)
Показатели, применяемые для оценки состояния безопасной эксплуатации энергоблоков АС

Показатели эффективности работы энергоблока приведены в таблице А.1.

Т а б л и ц а А.1 - Показатели эффективности работы энергоблока

Наименование показателей, размерность
Проектная номинальная тепловая мощность реактора, МВт
Проектная электрическая мощность, МВт
Установленная электрическая мощность (Ny), МВт
Разрешенная тепловая мощность, МВт
Выработка электроэнергии, МВт·ч
Отпуск электроэнергии, МВт·ч
Недовыработка электроэнергии, МВт·ч
Число часов работы реактора, ч
Число часов работы энергоблока, ч
Коэффициент использования времени ($К$в), %
Коэффициент использования установленной мощности (*КИУМ*), %
Коэффициент работы энергоблока на уровне электрической мощности выше установленной ($К_{ВУ}$), %
Коэффициент готовности, связанный с возможностью несения номинальной электрической нагрузки ($К^{\circ}_{г}$), %
Коэффициент готовности энергоблока, связанный с возможностью несения номинальной электрической нагрузки ($К^{\circ}_{г(ВАО)}$) (ВАО АЭС), %
Коэффициент неготовности, связанный с неплановой недовыработкой электроэнергии ($К_{нег}$), (ВАО АЭС), %
Коэффициент неготовности электросети ($К_{нэ}$), %
Коэффициент вынужденных потерь электроэнергии энергоблоков АЭС (КВП) (ВАО АЭС)

Показатели характеризующие состояния физических барьеров приведены в таблицах А.2.1-А.2.3

Т а б л и ц а А.2.1 - Показатели герметичности тепловыделяющих элементов

Наименование показателей, размерность			
ВВЭР	РБМК	БН	ЭГП
Средняя равновесная удельная активность теплоносителя первого контура по ^{131}I для стабильных состояний реактора, нормированная на проектную скорость очистки теплоносителя, Бк/г	Средняя суммарная удельная активность радионуклидов йода в теплоносителе КМПЦ, Бк/г	Удельная среднемесячная активность ^{137}Cs в натрии первого контура, Бк/г	Средняя удельная активность по изотопам ^{99}Mo в теплоносителе за год, Бк/г
Средняя равновесная удельная активность теплоносителя первого контура по ^{134}I для стабильных состояний реактора, нормированная на проектную скорость очистки теплоносителя, Бк/г	Удельная активность радионуклида ^{239}Np в теплоносителе КМПЦ, Бк/г	Средняя активность ГПД в защитной газовой подушке над слоем натрия, Бк/г	Средняя удельная активность по изотопам ^{51}Cr в теплоносителе за год, Бк/г
Средняя суммарная удельная активность теплоносителя первого контура по радионуклидам йода, Бк/г	Средние удельные активности радионуклидов ^{131}I и ^{134}I в воде *k*-го БС и из пробоотборных точек 19/2 и 19/1, Бк/г	Максимальная приведенная активность ГПД относительно предельно-допустимого значения, отн.ед.	Средняя удельная активность по изотопам ^{54}Mn в теплоносителе за год, Бк/г
Показатель герметичности твэлов – показатель надежности ядерного топлива *FRI* (ВАО АЭС), Бк/г	Средний за период эксплуатации поток отказов ТВС из-за разгерметизации твэлов, 1/эфф.сут	Максимальное приведенное превышение над фоном показаний СКГО по запаздывающим нейтронам, отн. ед.	Средняя удельная активность по изотопам ^{56}Mn в теплоносителе за год, Бк/г
Поток отказов Wот, ТВС/эфф.сут	Средний за период эксплуатации поток обнаружения ТВС с негерметичными твэлами, 1/эфф.сут	Поток разгерме-тизаций с прямым контактом топлива и теплоносителя Wот, ТВС/эфф.сут	Средняя удельная активность по изотопам ^{60}Co в теплоносителе за год, Бк/г

Окончание таблицы А.2.1

Наименование показателей, размерность			
ВВЭР	РБМК	БН	ЭГП
Поток разгерметизаций ТВС, Wнг, ТВС/эфф.сут	Показатель надежности ядерного топлива АС (ВАО АЭС) - средний за период эксплуатации поток выгрузки из активной зоны ТВС с негерметичными твэлами, 1/эфф.сут	Поток разгерметизаций с газовой неплотностью Wнг, ТВС/эфф.сут	Средняя удельная активность по изотопам ^{24}Na в теплоносителе за год, Бк/г
			Показатель надежности ядерного топлива (ВАО АЭС) – $W_{нг}$, ТВС/эфф.сут

Т а б л и ц а А.2.2 - Показатели герметичности контура теплоносителя реактора

Наименование показателей			
ВВЭР	РБМК	БН	ЭГП
Коэффициент, характеризующий герметичность первого контура АС с ВВЭР, представляет собой средний параметр потока разгерметизаций контура на 7000 ч работы	Коэффициент, характеризующий плотность контура циркуляции теплоносителя у АС с РБМК, представляет собой средний параметр потока разгерметизаций КМПЦ, включая технологические каналы или трубы тепловыделяющих сборок, на 7000 ч работы	Коэффициент, характеризующий герметичность первого контура АС с БН, представляет собой средний параметр потока разгерметизаций контура на 7000 ч	Коэффициент, характеризующий плотность контура циркуляции теплоносителя у АС с ЭГП, представляет собой средний параметр потока разгерметизаций первого контура, включая технологические каналы или трубы тепловыделяющих сборок, на 7000 ч работы
Коэффициент, характеризующий герметичность теплообменных поверхностей парогенераторов Кцпг у АС с ВВЭР, представляет собой средний за отчетный период параметр протечек теплоносителя первого контура во второй контур			

Т а б л и ц а А.2.3 - Показатели испытаний системы герметичных ограждений

Наименование показателей
Результаты испытаний системы герметичных ограждений

Показатели состояния систем безопасности приведены в таблице А.3

Т а б л и ц а А.3 - Показатели состояния систем безопасности

Наименование показателей
Показатель неготовности системы управления и защиты реактора характеризует работоспособность системы управления и защиты реактора и представляет собой средний параметр потока отказов СУЗ на 7000 ч работы
Показатель "Неплановые автоматические аварийные остановы реактора в критическом состоянии на 7000 ч работы энергоблока в критическом состоянии" (ВАО АЭС) характеризует надежность ведения технологических режимов и частоту событий, интенсивность достижения предельных параметров, требующих автоматического заглушения реакторной установки, и представляет собой средний параметр потока автоматических срабатываний систем остановки реактора (включая срабатывания по ложным сигналам) на 7000 ч работы.
Показатель "Неплановые аварийные остановы реактора на 7000 ч работы в критическом состоянии" (ВАО АЭС) характеризует надежность ведения технологических режимов, частоту возникновения событий, обусловленных надежностью элементов установок энергоблока, интенсивность достижения предельных параметров, требующих заглушения реакторной установки, и представляет собой средний параметр потока автоматических и "ручных" срабатываний систем остановки реактора (включая срабатывания по ложным сигналам) на 7000 ч работы.
Неготовность элемента или канала систем безопасности – отношение часов, когда элемент или канал не были готовы к запуску и/или работе, к часам, в течение которых от системы требуется быть готовой к работе
Показатель отказов каналов систем безопасности
Показатель частоты срабатываний систем безопасности представляет собой средний за отчетный период параметр потока включений систем безопасности в работу по требованию (за исключением случаев включений для планового опробования) на 7000 ч работы

Средний коэффициент неготовности каналов СБ рассчитывается отдельно для каждой системы.

Перечень систем для расчета коэффициента неготовности каналов СБ для энергоблоков с реакторами ВВЭР, РБМК, БН и ЭГП приведен в таблице А.3.1.

Таблица А.3.1 - Перечень систем для расчета коэффициента неготовности каналов СБ для энергоблоков с реакторами ВВЭР, РБМК, БН и ЭГП

ВВЭР	РБМК	БН	ЭГП
системы аварийного расхолаживания активной зоны	спринклерно-охладительной системы;	системы аварийной защиты реактора (органы аварийной защиты)	защитных систем безопасности реакторной установки
системы аварийного охлаждения активной зоны (пассивная часть)	системы аварийного охлаждения реактора (активная часть)	системы аварийного расхолаживания реактора	локализующих систем безопасности реакторной установки
системы аварийного впрыска бора высокого давления	системы аварийного охлаждения реактора (пассивная часть)	страховочного кожуха на вспомогательных трубопроводах первого контура и трубопроводе перелива натрия из реактора	обеспечивающих систем безопасности реакторной установки
системы аварийного ввода бора высокого давления	системы аварийной подачи питательной воды	системы основного и страховочного корпусов реактора от повышения давления	управляющих систем безопасности реакторной установки
системы защиты первого контура от превышения давления	системы защиты КМПЦ от превышения давления	системы защиты от повышения давления во втором контуре	общестанционных систем безопасности
системы аварийной питательной воды	системы защиты от превышения давления в реакторном пространстве	натриевого контура охлаждения БОС	
системы аварийного электроснабжения	систем аварийного электроснабжения	страховочного корпуса реактора	
системы техводоснабжения ответственных потребителей	управляющих систем безопасности	страховочного корпуса БОС	
системы защиты от превышения давления во втором контуре (ПК ПГ; БРУ-А)	системы техводоснабжения ответственных потребителей	страховочного кожуха на вспомогательных трубопроводах первого контура и трубопроводе перелива натрия из реактора	
системы быстродействующих запорных отсечных клапанов	системы охлаждения каналов СУЗ	страховочного кожуха на трубопроводах натриевого контура охлаждения БОС	

Окончание таблицы А.3.1

ВВЭР	РБМК	БН	ЭГП
системы защиты от превышения давления в прочно-плотных боксах	локализующих систем безопасности (включая системы герметичных помещений и барботажно-конденсационные устройства)	- защитного колпака над реактором	-
спринклерно-охладительной системы	вентиляционных систем, обслуживающих помещения систем безопасности	помещений первого контура с системой пожаротушения натрия	
систем азота и сжатого воздуха, применяемых в качестве источников энергии для систем безопасности	противопожарных систем, обслуживающих помещения систем, важных для безопасности	спецвентиляции (ПС, В-6)	
вентиляционных систем, обслуживающих оборудование и помещения систем безопасности		системы надежного электроснабжения	
систем пожарной безопасности, обслуживающих помещения систем, важных для безопасности		контура технического водоснабжения (первая и вторая ступень) систем безопасности	
системы герметичных ограждений		системы формирования сигналов и размножения контактов БАЗ	
управляющих систем безопасности		системы формирования сигналов «обесточивание СН» и схема АСП	
		схемы формирования защиты реактора от повышения частоты ГЦН первого контура	
		схемы защиты, обеспечивающей запрет закрытия более одного ОК ГЦН первого контура	

Показатель устойчивости работы энергоблока приведен в таблице А.4.

Т а б л и ц а А.4 - Показатель устойчивости работы энергоблока

Наименование показателей
Показатель снижений мощности энергоблока оценивает стабильность работы энергоблока, интенсивность переходных процессов, влияющих на снижение остаточного ресурса основного оборудования АС, его надежность и безопасность при работе. Он представляет собой средний параметр потока снижений уровня мощности реактора (в том числе и до нуля) на 7000 ч работы

Показатели, характеризующие события на АС, приведены в таблицах А.5.1-А.5.2.

Т а б л и ц а А.5.1 - Показатели нарушений в работе АС

Наименование показателей
Количество нарушений пределов и условий безопасной эксплуатации
Количество повторяющихся нарушений в работе АС
Количество нарушений в работе АС
Показатель нарушений в работе АС
Показатель неправильных действий персонала
Показатель нарушений в работе АЭС, классифицированных по ИНЕС уровнем "1" и выше

Т а б л и ц а А.5.2 - Показатели состояния пожарной безопасности

Наименование показателей
Количество пожаров
Количество срабатываний автоматических установок пожарной сигнализации и автоматических установок пожаротушения (включая "ложные")

Показатель, характеризующий неправильные действия персонала, приведен в таблице А.6.

Т а б л и ц а А.6 - Показатель неправильных действия персонала

Наименование показателей
Показатель неправильных действий персонала оценивает уровень и качество подготовки персонала к эксплуатации энергоблока в нормальном режиме его работы и в аварийных ситуациях и представляет собой средний параметр потока неправильных действий персонала за 7000 ч работы, приведших к возникновению или развитию нарушений в работе энергоблока

Показатели выработки проектного ресурса приведены в таблицах А.7.1-А.7.3.

Т а б л и ц а А.7.1 - Показатели выработки проектного ресурса для энергоблоков АС с реакторами ВВЭР-1000, РБМК

Наименование показателей, размерность			
ВВЭР-1000 (проект В-320)	ВВЭР-1000 (проект В-187)	ВВЭР-1000 (проект В-338)	РБМК
Заполнение оборудования рабочей средой, уплотнение оборудования рабочей средой	Затяг шпилек. Уплотнение и разуплотнение оборудования		Разогрев со скоростью 10 °С/ч
Раздельное гидроиспытание по первому и второму контурам на плотность на прочность			Расхолаживание со скоростью ≤10 °С/ч
Плановый разогрев из «холодного» состояния со скоростью до 20 °С/ч	Плановый разогрев установки из «холодного» состояния до горячего» состояния с последующим выходом на номинальную мощность		Частичное снижение мощности реактора

Продолжение таблицы А.7.1

Наименование показателей, размерность			
ВВЭР-1000 (проект В-320)	ВВЭР-1000 (проект В-187)	ВВЭР-1000 (проект В-338)	РБМК
Работа на мощности собственных нужд (до 10 % Nном(т) при естественной циркуляции теплоносителя	Стационарный режим (колебание мощности в пределах ±2 % от номинального значения обусловленное работой системы регулирования)		Расхолаживание ГЦН при работе реактора на мощности
«Ложное» срабатывание аварийной защиты реактора	Снижение мощности установки со скоростью 0,1% Nном/сек. от номинального значения до горячего состояния	Снижение мощности РУ со скоростью по таблице 4.3 от номинального значения до «горячего» состояния	Пуск ГЦН из холодного состояния на горячий контур
Плановое отключение ГЦН	Повышение мощности установки с плановой скоростью из горячего состояния до номинального значения мощности	Повышение мощности РУ согласно табл.4.3 графа 1 от «горячего» состояния до номинального значения мощности	Гидравлические испытания (включая послемонтажные)
Включение ГЦН ранее неработавшей петли	Плановый режим отключения ПВД		Перегрузка ТК при работе реактора на мощности

Продолжение таблицы А.7.1

Наименование показателей, размерность			
ВВЭР-1000 (проект В-320)	ВВЭР-1000 (проект В-187)	ВВЭР-1000 (проект В-338)	РБМК
Отключение ПВД и последующее их включение	Плановый режим отключения ПВД		Аварийное расхолаживание со скоростью >10 °С/ч
Закрытие стопорных клапанов одной турбины из двух работающих	Срабатывание аварийной защиты реактора с выходом в горячее состояние		Срабатывание САОР
Опробование пассивного узла САОЗ	Плановый режим снижения мощности установки от номинального значения до горячего состояния с последующим расхолаживанием.	Плановый режим снижения мощности РУ со скоростью согласно табл. 4.3	Прекращение подачи питательной воды
Плановое расхолаживание до «холодного» состояния со скоростью 30 °С/ч	Сброс нагрузки на 20 % от текущего значения мощности.	Сброс нагрузки на 20% от текущего значения мощности со скоростью не более 0,05-0,1%/с.	Обесточивание собственных нужд
Обесточивание ГЦН	Наброс нагрузки на 20 % от текущего значения мощности.	Наброс нагрузки от текущего значения мощности согласно табл.4.3	
Закрытие стопорных клапанов: последней работающей турбины; турбины моноблока	Режим проверки срабатывания емкостей САОЗ (для каждой емкости).	Режим проверки срабатывания ГЕ САОЗ	

Продолжение таблицы А.7.1

Наименование показателей, размерность			
ВВЭР-1000 (проект В-320)	ВВЭР-1000 (проект В-187)	ВВЭР-1000 (проект В-338)	РБМК
Полное обесточивание АС	Обесточение станции, включая обесточение двух и более ГЦН: -с последующим расхолаживанием -без расхолаживания	Плановое отключение ГЦН	
Прекращение подачи питательной воды в ПГ	Отключение одного турбогенератора от системы без расхолаживания -при мощности отключаемого ТГ более 100 МВт -при мощности отключаемого ТГ менее 100 МВт	Плановое включение ГЦН ранее не работавшей петли	
Неуправляемое извлечение группы ОР СУЗ из активной зоны	Отключение двух турбогенераторов от системы с расхолаживанием	Заполнение оборудования рабочей средой	
Снижение концентрации борной кислоты в теплоносителе вследствие нарушений в системе борного регулирования	Режим отключения одной петли из 4-х работающих	Опробование ПК КД	
Режим течи ПГ: разрыв трубки теплообмена	Режим подключения одной петли к трем работающим	Опробование ПК ПГ	
«Ложный» впрыск в КД от штатного узла подпитки с температурой воды от 60 °С до 70 °С	Прекращение подачи питательной воды в парогенераторы	Плановое расхолаживание до «холодного» состояния со скоростью до 30 С/ч	

Продолжение таблицы А.7.1

Наименование показателей, размерность			
ВВЭР-1000 (проект В-320)	ВВЭР-1000 (проект В-187)	ВВЭР-1000 (проект В-338)	РБМК
Внезапный переход на подпитку первого контура с температурой воды 60 °С до 70 °С	Неуправляемый ход вве регулирующей группы (последующего расхолаживания)	Обесточивание станции, включая обесточивание (отключение) 2-ух и более главных циркуляционных насосов: - с последующим расхолаживанием - без расхолаживания	
Режимы работы при нарушении теплоотвода из герметичной оболочки	Непредусмотренный ввод холодной воды по линии подпитки первого контура	Отключения турбогенератора от системы без расхолаживания (без учета в режиме 1.9)	
Режимы аварийного отклонения частоты в сети.	Перерыв электропитания всех 4-х ГЦН на 2-3 сек. с последующим восстановлением	Режим несрабатывания (непосадка) БРУ-А БРУ-К	
Ускоренное расхолаживание РУ со скоростью 60 °С/ч	Отказ ПВД со снижением температуры питательной воды от 200 °С до 164 °С	Режим отключения одной петли (число циклов на одну петлю)	
Срабатывание систем УРБ	Одновременное отключение двух турбогенераторов от системы без расхолаживания (со срабатыванием АЗ-1)	Режим подключения горячей петли к работающим петлям (число циклов на одну петлю)	
Режим малой течи: разрыв трубопроводов первого контура Ду менее 100 мм	Непредусмотренный впрыск холодной воды в КД	Прекращение подачи питательной воды в парогенераторы	
Режим большой течи: разрыв трубопроводов первого контура Ду более 100 мм, включая Ду850	Разуплотнение трубопровода I контура (Ду90)	Непосадка предохранительных клапанов парогенераторов	
Непосадка предохранительного клапана КД	Разуплотнение трубопровода I контура (Ду350)	Неуправляемый ход вверх регулирующей группы (без последующего расхолаживания)	

Продолжение таблицы А.7.1

Наименование показателей, размерность			
ВВЭР-1000 (проект В-320)	ВВЭР-1000 (проект В-187)	ВВЭР-1000 (проект В-338)	РБМК
Непосадка предохранительного клапана ПГ	Разрыв главного циркуляционного трубопровода I контура (Ду850).	Разрыв одной трубки теплообмена в парогенераторе (число циклов на блок)	
Непосадка клапанов устройств сброса пара (БРУ-А, БРУ-К)	Разрыв парового коллектора ПГ	Непредусмотренный ввод холодной воды по линии подпитки первого контура	
Выброс ОР СУЗ при разрыве чехла привода	Разрыв питательного трубопровода ПГ	Перерыв электропитания всех четырех главных циркуляционных насосов на 1,4 сек. с последующим восстановлением	
Мгновенное заклинивание ГЦН	Заклинивание одного ГЦН из четырех ГЦН работающих	Отказ ПВД со снижением температуры питательной воды от 220 °С до 164 °С	
Разрыв паропровода ПГ	Выброс управляющего стержня максимальной эффективности.	Внезапное отключение турбогенератора от системы без расхолаживания (со срабатыванием аварийной защиты 1 рода)	
Разрыв трубопровода питательной воды ПГ	Разрыв одной трубки теплообмена в парогенераторе	Непредусмотренный впрыск «холодной» воды в компенсатор объема	
Разрыв паропровода острого пара	Непосадка предохранительных клапанов ПГ	Отключение турбогенератора от системы с расхолаживанием	
	Непосадка предохранительного клапана КД с выходом в холодное состояние	Снижение концентрации борной кислоты в теплоносителе вследствие нарушений в системе борного регулирования	
	Непосадка клапанов устройств сброса пара (БРУ-А, БРУ-К)	Режим работы при нарушении теплоотвода из гермооболочки	

Окончание таблицы А.7.1

Наименование показателей, размерность			
ВВЭР-1000 (проект В-320)	ВВЭР-1000 (проект В-187)	ВВЭР-1000 (проект В-338)	РБМК
		Режимы аварийного отклонения частоты в сети: - от 50,5 гц до 51 – до 10 с, но не более 60 с в год - от 49 гц до 48 гц – до 5 мин., но не более 20 мин. в год - от 48 гц до 47 гц – до 5 мин., но не более 6 мин. в год - от 47 гц до 46 гц – до 10 с	
		Ускоренное расхолаживание РУ со скоростью, не более 60 °С/ч	
		Срабатывание системы УРБ	
		Разуплотнение трубопроводов первого контура Ду90 (кроме компенсируемых течей)	
		Разуплотнение трубопровода первого контура (Ду350)	
		Обрыв циркуляционного трубопровода (Ду850)	
		Разрыв парового коллектора парогенератора, паропроводов или главного коллектора (на энергоблок)	
		Разрыв питательного трубопровода парогенератора (на один ПГ, остальные ПГ находятся в режиме прекращения подачи питательной воды)	
		Заклинивание 1-го главного циркуляционного насоса из 4-х работающих (на энергоблок)	
		Выброс управляющего стержня максимальной эффективности	
		Непосадка предохранительных клапанов компенсатора объема с выходом в «холодное» состояние	

Таблицы А.7.2 - Показатели выработки проектного ресурса для энергоблоков АС с реакторами ВВЭР-440

Наименование показателей, размерность		
ВВЭР-440 (проект В-179)	ВВЭР-440 (проект В-213)	ВВЭР-440 (проект В-230)
Нормальный пуск из «холодного» состояния	Пуск из состояния ХО («холодный» останов)	Перевод энергоблока из состояния ХО в состояние РМ
Пуск из «полугорячего» состояния	Пуск из состояния ГО («горячий» останов)	Перевод энергоблока из состояния ГО в состояние РМ
Нормальная остановка с расхолаживанием, в том числе: – до «холодного» состояния – до «полугорячего» состояния	Нормальный останов, в том числе: – до состояния ГО – до состояния ХО	Перевод энергоблока из режима «Разогрев энергоблока», при котором средняя температура теплоносителя первого контура более 70 °С и менее 255 °С в состояние ГО
Аварийная остановка (включая «ложное» срабатывание аварийной защиты)		Перевод энергоблока из состояния РМ в состояние ХО
Пуск из «горячего» состояния после аварийной остановки		Перевод энергоблока из состояния РМ в состояние ГО
Сброс нагрузки со 100 % $N_{ном}$ до мощности собственных нужд (около 10 % $N_{ном}$)		Перевод энергоблока из состояния ГО в режим «Расхолаживание энергоблока», при котором средняя температура теплоносителя первого контура более 70 °С и менее 255 °С
Быстрый пуск с уровня мощности собственных нужд (10 % $N_{ном}$) до 100 % $N_{ном}$	Ступенчатое изменение нагрузки (повышение или понижение) на (5–10) % Nном без превышения номинальной мощности	Сброс электрической нагрузки со 100 % Nном до мощности собственных нужд
Ступенчатое снижение нагрузки со 100 % до 50 % $N_{ном}$		Быстрый пуск с уровня мощности собственных нужд до 100 % Nном Быстрый пуск с уровня мощности собственных нужд до 100 % Nном
Ступенчатое повышение нагрузки с 50% до 100% $N_{ном}$		Ступенчатое снижение электрической нагрузки (со 100 % Nном до 50 % Nном)
Изменение нагрузки на (2÷5) % $N_{ном}$ в интервале (10÷105) % $N_{ном}$ с минимальной паузой между циклами не менее 1 минуты	Отключение (подключение) ГЦН в состоянии РМ (Nтек > 20 % Nном)	Ступенчатое повышение электрической нагрузки (с 50 % Nном до 100 % Nном)

Продолжение таблицы А.7.2

Наименование показателей, размерность		
ВВЭР-440 (проект В-179)	ВВЭР-440 (проект В-213)	ВВЭР-440 (проект В-230)
Ступенчатое изменение нагрузки (повышение или понижение) на (5÷10)% $N_{ном}$ без превышения $N_{ном}$	Отключение ПВД при нахождении энергоблока в состоянии РМ	
Стационарный режим при номинальных параметрах	Гидроиспытание по второму контуру: на прочность/плотность	Ввод циркуляционной петли в «горячий» резерв /вывод циркуляционной петли из «горячего» резерва
Отключение ПВД на каждом турбоагрегате при работе парогенераторов на мощности	Гидроиспытания реактора на прочность/плотность	
Плановое отключение/подключение циркуляционной петли при работе на мощности (вывод в «горячий» резерв/ввод в работу из «горячего» резерва).	Гидроиспытания циркуляционных петель на прочность/плотность	
Гидроиспытания по 1 контуру на прочность/плотность	Проверка исправности действия ПК ПГ (при пусках энергоблока и работе на мощности)	Гидроиспытания ПГ-1÷6 по второму контуру на прочность/плотность
Гидроиспытания ПГ по 1 контуру на прочность/плотность	Проверка исправности действия ПК КД без превышения Рном: (при пусках энергоблока и работе на мощности)	Срабатывание ИПУ ПГ (при нахождении энергоблока в состоянии ГО)
Гидроиспытания ПГ по 2 контуру на прочность/ плотность	Ступенчатое снижение нагрузки со 100 %Nном до 50% Nном	Срабатывание ИПУ КД (при нахождении энергоблока в состоянии ГО)
Срабатывание ИПУ ПГ; – при пусках блока (плановая проверка от ключа управления) – при работе на мощности, с закрытием по уставке	неуправляемое движение вверх кассет АРК с рабочей скоростью со срабатыванием АЗ	Незапланированное отключение/включение ГЦН-1÷6

Продолжение таблицы А.7.2

Наименование показателей, размерность		
ВВЭР-440 (проект В-179)	ВВЭР-440 (проект В-213)	ВВЭР-440 (проект В-230)
Срабатывание ИПУ КО: – при пусках блока (плановая проверка от ключа управления); – при работе на мощности, с закрытием по уставке.	Подача питательной воды в ПГ с температурой от +5 °С до +164 °С (при работе реактора в состоянии РМ)	Срабатывание аварийной защиты реактора
Полное осушение одного ПГ по второму контуру, без снижения давления со стороны второго контура		
Заполнение осушенного ПГ по второму контуру		Заполнение осушенного ПГ по второму контуру
Заклинивание ГЦН		
Незапланированное отключение/включение ГЦН	Выброс кассеты АРК из активной зоны реактора в результате разрыва чехла СУЗ.	Полное обесточивание энергоблока
Полное осушение одного ПГ по второму контуру без снижения давления в 1 контуре и снижением давления по 2 контуру до атмосферного (при номинальных параметрах, реактор подкритичен)	Подача холодной воды в 1 контур насосами аварийного ввода бора высокого давления	Подача в ПГ воды с температурой в диапазоне от 5 °С до 40 °С (работа ДСАП)
Выход из строя одного электропитательного насоса (ЭПН) и невключение резервного		
Полное обесточивание АЭС		Неуправляемое движение вверх кассет АРК с рабочей скоростью со срабатыванием аварийной защиты
Подача питательной воды в ПГ с температурой в диапазоне (5–158)°С		Подача теплоносителя в первый контур системой аварийной подпитки (при нахождении энергоблока в состоянии ГО, РК, РМ)
Неуправляемое движение вверх кассет АРК с рабочей скоростью со срабатыванием аварийной защиты	Разрыв трубопровода Ду500	
Обесточивание трех ГЦН из шести (пяти, четырех, трех)		
Прекращение подачи основной питательной воды		

Окончание таблицы А.7.2

Наименование показателей, размерность		
ВВЭР-440 (проект В-179)	ВВЭР-440 (проект В-213)	ВВЭР-440 (проект В-230)
Включение системы аварийной подпитки 1 контура (при номинальных параметрах)	Разрыв трубопровода первого контура Ду250, Ду200, Ду135, Ду90 и менее, трубки ПГ	Срабатывание ИПУ ПГ (при нахождении энергоблока в состоянии РМ), с закрытием по уставке
Расхолаживание аварийного ПГ и отключённой петли после образования течи теплообменной трубки ПГ	Расхолаживание дефектного ПГ и отключение петли после разрыва теплообменной трубки ПГ	Срабатывание ИПУ КД (при нахождении энергоблока в состоянии РМ), с закрытием по уставке
Разрыв паропровода ПГ	Разрыв паропровода	Разрыв паропровода ПГ
Разрыв ГПК		
Разрыв трубопровода питательной воды		
Непосадка ИПУ ПГ		
Непосадка ИПУ КД		
Выброс кассеты АРК из активной зоны в результате разрыва чехла СУЗ	Срабатывание ПК ПГ в состоянии РМ без превышения Рном	Выброс кассеты АРК из активной зоны в результате разрыва чехла СУЗ
Разрыв теплообменной трубки ПГ	Срабатывание ПК КД в состоянии РМ без превышения Рном	Разрыв теплообменной трубки ПГ
Разрывы трубопроводов первого контура Ду100 и менее		Разрывы трубопроводов первого контура Ду100 и менее

Таблицы А.7.3 - Показатели выработки проектного ресурса для энергоблоков АС с реакторами БН и ЭГП

Наименование показателей, размерность	
БН	ЭГП
Останов реактора со скоростью снижения температуры натрия на выходе из реактора не более 30 °С/ч с расхолаживанием до температуры натрия в баке реактора от 220 °С до 250 °С	Штатный пуск и останов
Срабатывание БАЗ реактора с расхолаживанием до температуры натрия в баке реактора от 220 °С до 250 °С	Инспекционные и эксплуатационные гидроиспытания
Пуск энергоблока после останова реактора или срабатывания БАЗ реактора со скоростью изменения температуры натрия на выходе из реактора не более 30 °С/ч	Общее количество циклов нагружения барабана-сепаратора
Подключение неработающей петли на работающем энергоблоке при двух других работающих петлях	Циклы разогрева-расхолаживания с аварийной скоростью
Разгрузка ПГ в процессе планового останова	
Отключение ПГ петли действием защиты (или оператором) или разгрузка ПГ при срабатывании БАЗ реактора (в том числе при обесточивании собственных нужд)	
Пуск ПГ после останова энергоблока или срабатывания БАЗ от уровня температуры натрия второго контура 250 °С	
Подключение одного ПГ при двух других работающих в процессе подключения неработающей петли на работающем энергоблоке	

Показатели водно-химических режимов приведены в таблице А.8.

Т а б л и ц а А.8 - Показатели водно-химических режимов (среднемесячные значения показателей качества теплоносителя)

Наименование показателей, размерность				
ВВЭР-1000	ВВЭР-440	РБМК	БН	ЭГП
Первый контур	Первый контур	Вода КМПЦ		Продувочная вода барабан-сепараторов
H_3BO_3, г/дм^3	H_3BO_3, г/дм^3	Х, МкСм/см		pH
NH_3, мг/дм^3	NH_3, мг/дм^3	Cl, мкг/дм^3		Х, мкСм/см
K+Li+Na, ммоль/дм^3	K+Li+Na, ммоль/дм^3	Си, мкг/дм^3		Si, мкг/дм^3
		Питательная вода		
H_2, мг/дм^3	H_2, мг/дм^3	Х, мкСм/см		Cl, мкг/дм3
O_2, мкг/дм^3	O_2, мкг/дм^3	О2, мкг/дм^3		Fe, мкг/дм^3
		Вода контура охлаждения СУЗ		
Cl, мкг/дм^3	Cl, мкг/дм^3	pH		
Второй контур	Второй контур		Третий контур	
Питательная вода ПГ	Питательная вода ПГ		Питательная вода испарителей	Питательная вода
O_2, мкг/кг	O_2, мкг/кг	Cl, мкг/ дм^3	Хн, МкСм/см	pH
Хн, мкСм/см	Хн, мкСм/см		pH	Х, кСм/см

Окончание таблицы А.8

Наименование показателей, размерность				
ВВЭР-1000	ВВЭР-440	РБМК	БН	ЭГП
Продувочная вода ПГ (из «солевых отсеков»)	Продувочная вода ПГ		Питательная вода испарителей	Питательная вода
Хн, мкСм/см	Хн, мкСм/см		Fe, мкг/дм3	Fe, мкг/дм^3
Cl, мкг/кг	Cl, мкг/кг		Cu, мкг/дм^3	O_2, мкг/дм^3
SO_4, мкг/кг	Na, мкг/кг		N_2H_4, мкг/дм^3	M, мкг/дм^3
Расчетное значение pHт в ПГ	Расчетное значение pHт в ПГ		Si, мкг/дм^3	
Величина присосов в конденсаторах турбины, дм^3/ч	Величина присосов в конденсаторах турбин, дм^3/ч		Cl, мкг/дм^3	
			Na, мкг/дм^3	

Показатель, характеризующий техническое обслуживание и ремонт, приведен в таблице А.9

Т а б л и ц а А.9 - Показатель, характеризующий техническое обслуживание и ремонт

Наименование показателей
Показатель качества технического обслуживания и ремонта оценивает среднюю наработку на отказ энергоблока из-за некачественного ремонта важных для безопасности систем энергоблока. Показатель представляет собой средний параметр потока событий за 7000 ч работы, обусловленных некачественным техническим обслуживанием и ремонтом

Показатели, характеризующие состояние радиационной безопасности, приведены в таблицах А.10.1-А.10.4.

Т а б л и ц а А.10.1 - Газоаэрозольные выбросы в окружающую среду, Бк/год (процент от допустимых выбросов (ДВ) за год по радионуклидам)

Наименование показателей*
ИРГ (любая смесь)
^{131}I (газовая + аэрозольная форма)
^{60}Co
^{134}Cs
^{137}Cs
^{24}Na (для АС с БН)
Другие радионуклиды в соответствии с нормативами допустимых сбросов данной АС
*Анализируется выброс по каждой вентиляционной трубе и суммарный выброс от всех вентиляционных труб АС.

Т а б л и ц а А.10.2 - Сброс радионуклидов с жидкими стоками, Бк (индекс сброса по отношению к допустимому сбросу (ДС) в относительных единицах)

Наименование показателей
Сброс каждого из радионуклидов с жидкими стоками и ДС согласно полному перечню радионуклидов, для которых установлен норматив ДС
Индекс сброса по каждому радионуклиду.
Суммарный индекс сброса

Т а б л и ц а А.10.3 - Усредненные данные по содержанию радионуклидов в районе расположения АС

Наименование показателей, размерность
Среднегодовое содержание ^{137}Cs (Бк/год)
В почве
В растительности
В воде
В мясе
В рыбе
В молоке
В овощах
В зерновых культурах
В атмосферном воздухе (нулевой фонд)

Показатели, характеризующие уровень радиационной защиты персонала приведены в таблице А.10.4.

Т а б л и ц а А.10.4 - Уровень радиационной защиты персонала

Наименование показателей, размерность
Среднемесячная интегральная поглощенная доза гамма-излучения на местности, чел.Зв.
Среднегодовая эффективная доза облучения персонала группы А (собственный персонал), чел.Зв.
То же (прикомандированные), чел.Зв.
То же всего на АС, чел.Зв.
Годовая коллективная доза персонала и прикомандированных лиц (ВАО АЭС), чел.Зв.
Годовая среднеарифметическая индивидуальная доза внешнего облучения контролируемых лиц, Зв.
Коллективные дозовые затраты персонала и прикомандированных лиц на один энергоблок, чел.Зв/блок.
Число лиц, у которых суммарная эффективная доза за последние 5 лет превысила 100 мЗв на человека
Переоблучение персонала выше контрольных уровней (КУ)
Количество случаев превышения основного дозового предела для персонала (50 мЗв в год)

Показатели, характеризующие обращение с отработавшим ядерным топливом прведены в таблице А.11.

Т а б л и ц а А.11 - Показатели, характеризующие обращение с отработавшим ядерным топливом

Наименование показателей, размерность			
ВВЭР	РБМК	БН	ЭГП
Выгружено ОТВС, количество, шт.	Наработка РУ с начала эксплуатации, эфф.сут	Выгружено ОТВС Количество, шт.	Выгружено ОТВС Количество, шт.
Среднее выгорание, МВт·сут/кгU	Наработка РУ за отчетный год, эфф.сут	Показания КГО (относительная активность)	Среднее энерговыработка, МВт·сут/ТВС
Вместимость БВ, шт.	Выгружено из активной зоны ОТВС, шт.	Вместимость БВ, шт.	Заполнение БВ, шт.
Свободных мест в БВ, шт.	Выгружено ДП за год, шт.	Свободных мест в БВ, шт.	Свободных мест в БВ, шт.
Количество незагруженных пеналов для негерметичных твэлов, шт.	Загружено ДП за год, шт.	Количество незагруженных пеналов для негерметичных твэлов, шт.	
	Средняя энерговыработка ТВС в активной зоне на конец года, МВт·сут/ТВС		
	Свободных мест в БВ, шт.		

Показатели, характеризующие хранение и переработку радиоактивных отходов, приведены в таблице А.12.

Т а б л и ц а А.12 - Показатели, характеризующие хранение и переработку радиоактивных отходов

Наименование показателей, размерность
Общий объем отходов в ХЖО, $м^3$
Общее количество солей в ХЖО, т
Суммарная активность отходов в ХЖО, Бк
Общий объем отходов в ХТРО, $м^3$
Количество очень низкоактивных радиоактивных отходов, $м^3$
Суммарная активность очень низкоактивных радиоактивных отходов Бк
Количество низкоактивных и среднеактивных отходов, $м^3$
Суммарная активность низкоактивных и среднеактивных отходов, Бк
Количество высокоактивных отходов, $м^3$
Суммарная активность высокоактивных отходов, Бк
Количество РАО, переданных в сторонние организации для переработки, хранения или захоронения, $м^3$
Количество часов работы установки по переработке РАО за год, ч
Количество РАО, поступивших на переработку, $м^3$ (т)
Суммарная активность поступивших на переработку РАО, Бк
Количество образовавшихся после переработки РАО, $м^3$ (т)
Суммарная активность РАО после переработки, Бк
Объем РАО, подготовленных к передаче на захоронение, $м^3$
Объем РАО, переданных на захоронение, $м^3$
Годовое поступление отходов в хранилище жидких отходов (ХЖО) в расчете на один МВт Ny (см. пункт А.1), $м^3$/МВт
Годовое поступление солей в ХЖО в расчете на один МВт Ny, т/МВт
Активность поступивших за год отходов в расчете на один МВт Ny, Ки/МВт
Годовое поступление низко- и среднеактивных отходов в хранилище ТРО (ХТРО) в расчете на 1 МВт установленной мощности, $м^3$/МВт
Годовое поступление высокоактивных отходов в ХТРО в расчете на 1 МВт установленной мощности, $м^3$/МВт
Годовое поступление очень низкоактивных твердых радиоактивных отходов в хранилища ТРО (ХТРО) в расчете на 1 МВт установленной мощности, $м^3$/МВт
Процент отвержденных ЖРО, расфасованных в стандартную тару, %
Процент горючих отходов, переработанных на установке сжигания, %
Процент прессуемых отходов, переработанных на установке прессования, %
Процент неперерабатываемых отходов, расфасованных в стандартную тару, %
Общий процент ТРО, подготовленных к захоронению (к вывозу с АС), %

Показатели, оценивающие состояние охраны окружающей среды, приведенны в таблице А.13

Т а б л и ц а А.13 - Показатели, оценивающие состояние охраны окружающей среды

Наименование показателей, размерность
Коэффициент валовых выбросов ЗВ в атмосферный воздух
Коэффициент валовых сбросов ЗВ в водные объекты
Коэффициент образования отходов производства и потребления
Плата АС за негативное воздействие на окружающую среду, тыс. руб

Показатели, оценивающие состояние охраны труда, приведенны в таблице А.14

Т а б л и ц а А.14 - Показатели состояния охраны труда (ВАО АЭС)

Наименование показателей
Показатель потерь рабочего времени в результате несчастных случаев персонала АС *ISA* (ВАО АЭС)
Показатель потерь рабочего времени в результате несчастных случаев подрядчиков *CISA* (ВАО АЭС)
Количество вынесенных постановлений о приостановке работ из-за нарушения норм и правил по безопасности
Количество привлеченного к административной ответственности персонала АС за нарушение норм и правил по безопасности

Показатель соблюдения норм и правил по безопасности, требований технологических регламентов приведен в таблице А.15.

Т а б л и ц а А.15 - Показатель соблюдения норм и правил по безопасности, требований технологических регламентов

Наименование показателей
Количество отступлений от требований нормативных документов по ядерной и радиационной безопасности

Показатель аварийной готовности приведен в таблице А.16

Т а б л и ц а А.16 - Показатель аварийной готовности

Наименование показателей
Количество противоаварийных и противопожарных тренеровок

Показатель по использованию опыта эксплуатации приведен в таблице А.17

Т а б л и ц а А.17 - Показатель использования опыта эксплуатации

Наименование показателей
Количество внедренных мероприятий по результатам анализа и использования информации об опыте эксплуатации российских и зарубежных АС

Приложение Б
(обязательное)
Показатели эффективности работы энергоблока

Б.1 Коэффициент использования установленной электрической мощности энергоблока *КИУМ*, %, рассчитывается по формуле

$$КИУМ = \frac{E}{N_y \cdot \tau_{пер}} \cdot 100 \quad , \qquad (Б.1)$$

где E - выработка электроэнергии энергоблоком за отчетный период, тыс. кВт.ч;

Nу - установленная электрическая мощность энергоблока, МВт;

$\tau_{пер}$ - продолжительность отчетного периода, ч.

Величина *КИУМ* указывается в % с двумя знаками после запятой.

При наличии энергоблоков, находящихся в капитальном ремонте с модернизацией*, коэффициент использования установленной мощности $КИУМ_{мод}$ для энергоблока, для АС или для отрасли в целом определяется по следующей формуле

$$КИУМмод = \frac{Э}{\sum_{1}^{n} Ny \cdot \tau_{пер} - \sum_{1}^{k} Ny_i \cdot \tau_{мод_i}} \cdot 100, \qquad (Б.2)$$

где Э - выработка электроэнергии энергоблоком, данной АС или АС отрасли в целом за отчетный период, тыс. кВт·ч;

$\tau_{пер}$ -продолжительность отчетного периода, ч;

n - количество энергоблоков на данной АС или в отрасли;

Ny - установленная электрическая мощность каждого энергоблока АС или отрасли, МВт;

k - количество энергоблоков, находящихся на модернизации на АС или в отрасли;

Ny_i - установленная электрическая мощность каждого энергоблока, находящегося в ремонте с модернизацией на АС или в отрасли в целом, МВт;

$\tau_{мод_i}$ - продолжительность периода нахождения энергоблока в ремонте с реконструкцией, ч.

При наличии вновь вводимых энергоблоков, находящихся на этапе опытно-промышленной эксплуатации** *КИУМ* для энергоблока, для АС или для отрасли определяется следующим образом:

---

* Модернизация - работы по модификации объектов основных средств, направленные на достижение более высоких показателей при эксплуатации, включая улучшение проектных, либо реально достигнутых показателей функционирования (срок полезного использования, мощность, надежность, качество применения и т.п.).

** Опытно-промышленная эксплуатация - этап ввода энергоблока в эксплуатацию от энергетического пуска до приемки энергоблока в промышленную эксплуатацию.

$$КИУМ = \frac{Э - Э_{оп}}{\sum_{1}^{n} Ny \cdot \tau_{пер} + \sum_{1}^{k} Ny_i \cdot \tau_i} \cdot 100, \quad (Б.3)$$

где Э - выработка электроэнергии данной АС или АС отрасли в целом за отчетный период (включая выработку электроэнергии энергоблоками, находящимися в опытно-промышленной эксплуатации), тыс. кВт·ч;

$Э_{оп}$ - выработка электроэнергии энергоблоками, находящимися в опытно-промышленной эксплуатации, в отчетный период за время опытно-промышленной эксплуатации, тыс. кВт·ч;

$\tau_{пер}$ - продолжительность отчетного периода, ч;

n - количество энергоблоков на данной АС или в отрасли (находящихся в промышленной эксплуатации);

Ny - установленная электрическая мощность каждого энергоблока АС или отрасли (находящихся в промышленной эксплуатации), МВт;

k - количество энергоблоков, находящихся в опытно-промышленной эксплуатации на АС или в отрасли;

Ny_i - установленная электрическая мощность каждого вновь введенного энергоблока на АС или в отрасли в целом, после принятия его в промышленную эксплуатацию, МВт;

τ_i - продолжительность работы вновь введенного энергоблока в отчетном периоде после приемки его в промышленную эксплуатацию, ч.

Б.2 Коэффициент работы энергоблока на уровне электрической мощности выше установленной K_{BY}, (%), определяется по формуле

$$K_{BY=} \frac{(N_{вy} - N_y) \cdot \tau_{вy}}{N_y \cdot \tau_{пер}} \cdot 10^2, \quad (Б.4)$$

где Nвy - средняя электрическая мощность энергоблока при работе на мощности выше установленной, МВт;

Ny - установленная электрическая мощность энергоблока, МВт;

$\tau_{вy}$ - продолжительность работы энергоблока на мощности выше установленной в течение отчетного периода, ч;

$\tau_{пер}$ -продолжительность отчетного периода, ч.

Б.3 Коэффициент готовности, связанный с возможностью несения номинальной электрической нагрузки $K^э_г$, %, рассчитывается по формуле

$$K^э_{г=} \frac{E + \Delta E}{N_y \cdot \tau_{пер}} \cdot 100 \ , \quad (Б.5)$$

где E, Ny и $\tau_{пер}$ - те же обозначения, что и в Б.1;

ΔE- недовыработка электроэнергии энергоблоком (тыс. кВт·ч) за счет причин, не зависящих от атомной станции, а именно:

- потери энергии, вызванные работой энергоблока в регулируемом режиме по заданию и требованиям энергосистемы (диспетчерские ограничения);

- потери энергии, вызванные нестабильностью энергосистемы или ее повреждением;
- потери энергии, вызванные остановом энергоблока в резерв;
- потери энергии, связанные с ухудшением вакуума в конденсаторах турбин в результате изменения температуры охлаждающей воды;
- потери энергии из-за сверхнормативного отпуска тепла внешним потребителям в связи с понижением температуры окружающей среды;
- потери, вызванные отпуском тепла сверх оговоренного в ТУ на турбину, забастовками и др.);
- потери электроэнергии при работе на мощностном эффекте и при продлении кампании.

Б.4 Коэффициент готовности энергоблока, связанный с возможностью несения номинальной электрической нагрузки $K^{э}_{г(ВАО)}$ (ВАО АЭС)

$$K^{э}_{г(ВАО)}=\frac{(REG - PEL - UEL)}{REG}\cdot 100, \qquad (Б.6)$$

где REG – номинальная выработка электроэнергии за данный период;

PEL – суммарные плановые недовыработки за данный период,

PEL = Σ (PPL · HRP);

PPL – плановая потеря мощности: снижение мощности в мегаваттах в связи с плановым событием;

HRP – количество часов работы на пониженной мощности (или останова) в связи с плановым событием;

UEL – суммарные неплановые недовыработки за данный период, UEL = Σ (UPL · HRU);

UPL – неплановая потеря мощности: снижение мощности в мегаваттах в связи с неплановым событием;

HRU – количество часов работы на пониженной мощности (или останова) в связи с неплановым событием.

Определения составляющих показателя, методика и примеры их расчета приведены в Руководстве пользователя [10] .

Б.5 Коэффициент использования времени, который характеризует время работы энергоблока на мощности за отчетный период $K_{в}$, %, рассчитывается по формуле:

$$K_{в}=\frac{To}{\tau_{пер}}\cdot 100, \qquad (Б.7)$$

где *To* - время работы энергоблока за отчетный период, ч.

$\tau_{пер}$ – продолжительность отчетного периода, ч.

Б.6 Коэффициент неготовности, связанный с неплановой недовыработкой электроэнергии $K_{нег}$ (ВАО АЭС), - это выраженная в процентах доля электроэнергии, которая не была выработана вследствие неплановых остановов либо продления

плановых остановов от количества электроэнергии, которое могло быть выработано энергоблоком за отчетный период.

Коэффициент неготовности определяется по формуле

$$K_{\text{нег}} = \frac{\Delta Э_{неп}}{N_y \cdot \tau_{\text{пер}}} \cdot 100, \qquad (Б.8)$$

где $\Delta Э_{неп}$ - электроэнергия, которая не была выработана вследствие неплановых остановов либо продления плановых остановов за отчетный период, тыс. кВт·ч;

N_y - установленная электрическая мощность, МВт;

$\tau_{\text{пер}}$ - продолжительность отчетного периода, ч.

Определения составляющих показателя, методика и примеры их расчета приведены в Руководстве пользователя [10] .

Коэффициенты, указанные в Б.1-Б.9, рассчитываются по данным, приведенным в технических отчетах АС об эффективности и тепловой экономичности работы атомной станции, выполненных в соответствии с требованиями МУ 1.2.1.16.0104.

Б.7 Коэффициент недовыработки электроэнергии по причинам, связанным с работой энергосистемы $K_{\text{нэ}}$ (ВАО АЭС), %.

Коэффициент недовыработки электроэнергии по причинам, связанным с работой энергосистемы, предназначен для анализа тенденций с целью снижения ограничений мощности из-за нестабильности энергосистемы или отключения энергосистемы по причинам, не находящимся под контролем руководства АС.

Коэффициент недовыработки электроэнергии по причинам, связанным с работой энергосистемы, рассчитывается по формуле

$$K_{\text{нэ}} = \frac{\Delta E_2}{Ny \cdot \tau_{\text{пер}}} \cdot 100, \qquad (Б.9)$$

где Nу и $\tau_{\text{пер}}$ - то же, что и в Б.1. в

ΔE_2 - потери электроэнергии, вызванные нестабильностью энергосистемы по причинам не находящимся под контролем станции. К ним относятся:

- колебания частоты электросети;
- отказы оборудования электросети;
- эксплуатационные ошибки в работе электросети;
- непредвиденные потери нагрузки.

Определения составляющих показателя, методика и примеры их расчета приведены в Руководстве пользователя [10] .

Б.8 Коэффициент вынужденных потерь электроэнергии энергоблоков АС (КВП) (ВАО АЭС)

Коэффициент вынужденных потерь электроэнергии энергоблоков АС предназначен для контроля деятельности в области простоев энергоблоков и снижений мощности, вызванных отказами оборудования, неправильными действиями персонала или другими условиями при эксплуатации на мощности

(исключая запланированные остановы и возможные незапланированные продления ремонтов) и рассчитывается по формуле

$$КВП = \frac{FEL}{REG - (PEL + OEL)} \cdot 100, \qquad (Б.10)$$

где FEL – вынужденные потери выработки энергии;

REG – номинальная выработка энергии;

PEL – плановые потери выработки энергии;

OEL – потери из-за незапланированного продления остановов.

Определения составляющих показателя, методика и примеры их расчета приведены в Руководстве пользователя [10] .

Приложение В
(обязательное)
Показатели герметичности тепловыделяющих элементов

В.1 Общие требования к расчету показателей герметичности твэлов

В.1.1 Показатели герметичности твэлов при оценке СБЭ АС должны определяться на основании величин активности продуктов деления, находящихся в теплоносителе первого (главного циркуляционного) контура, что соответствует рекомендациям МАГАТЭ.

В.1.2 Показатели герметичности твэлов для водо-водяных энергетических реакторов должны определяться для стабильного состояния реактора по активности изотопов йода, измеряемой в теплоносителе первого контура с помощью штатной системы контроля герметичности оболочек.

В.1.3 Для реакторов канальных большой мощности показатели герметичности твэлов должны определяться для стабильного состояния реактора по активности газовых продуктов, измеряемой штатной пробоотборной системой КГО (СКГО), по активности изотопов йода и активности изотопа ^{239}Np в пробах теплоносителя.

В.1.4 Показатели герметичности твэлов реакторов на быстрых нейтронах должны определяться по активности газовых продуктов деления в защитном газе над слоем натрия и по активности изотопа ^{137}Cs, измеряемой в пробах натрия из первого контура, отобранных при нахождении реактора в стабильном состоянии.

В.1.5 Как обосновано в проекте, попадание осколков деления в теплоноситель основного циркуляционного контура энергоблоков с реакторами ЭГП невозможно даже при нарушении герметичности внутренней оболочки твэла, так как наружная оболочка не способна выдержать давление теплоносителя ОЦК. В результате в такой ситуации практически мгновенно происходит разрыв наружной оболочки и истечение теплоносителя с фрагментами топливной композиции в кладку реактора. Данное исходное событие классифицируется как «мокрая» авария и относится к проектным авариям на РУ ЭГП-6. Поэтому показатели герметичности твэлов ЭГП определяются по активности основных изотопов продуктов коррозии в теплоносителе ОЦК, характеризующих состояние внутренних оболочек твэлов, и по активности газообразных продуктов деления в пробах газа, отбираемого из зазоров между твэлами и графитовыми втулками ТВС, характеризующей герметичность наружной оболочки твэла.

В.1.6 Методики и периодичность измерения активности должны определяться регламентами эксплуатации энергоблоков и имеющимися действующими станционными инструкциями по КГО для каждого типа реакторов. Для расчета показателей герметичности твэлов из имеющихся на АС результатов измерений отбираются только те, которые производились в момент нахождения реактора в стабильном состоянии.

В.1.7 Под стабильным состоянием реактора понимается его непрерывная работа в течение, по крайней мере, трех суток на уровне мощности, который не меняется более чем на 5 %. Данные для расчета этих показателей должны фиксироваться при работе реактора на уровне мощности более 85 % номинальной.

В.1.8 Для энергоблоков, которые не эксплуатировались в течение всего месяца на уровне мощности более 85 % от номинальной, расчет показателей герметичности твэлов должен проводиться с использованием данных, измеренных при достигнутом в течение месяца наибольшем стационарном уровне мощности с указанием среднего уровня мощности в период измерения активности.

В.1.9 Показатели герметичности твэлов за месяц должны определяться как среднее арифметическое значение результатов измерений активности в течение месяца.

В.1.10 Значение показателей за период более одного месяца должны определяться как среднее арифметическое значение показателей, определенных за месяц.

В.1.11 По окончании года вычисляются среднегодовые значения показателей герметичности. При расчете среднеквартальных и среднегодовых показателей должны учитываться все месяцы, за которые определялись показатели герметичности твэлов, в том числе при уровне мощности ниже 85 % номинальной в течение всего месяца.

В.2 Показатели герметичности твэлов для АС с ВВЭР

В.2.1 Средние равновесные удельные активности теплоносителя первого контура для стабильных состояний реактора, нормированные на проектную скорость очистки теплоносителя $A(_jI)$: по ^{131}I - A(^{131}I) и по ^{134}I - A(^{134}I), рассчитываются по формуле

$$A(_jI) = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} A(_jI,i)\frac{\lambda_j + B_j}{\lambda j + v_{np}}, \qquad (В.1)$$

где $A(_jI,i)$ - удельная активность теплоносителя первого контура по i радионуклиду йода для стабильных состояний реактора (Бк/г), приведенная на момент отбора пробы;

λ_j - постоянные радиоактивного распада, соответственно, ^{131}I и ^{134}I, $с^{-1}$, равные $1{,}0\cdot10^{-6}$ $с^{-1}$ для ^{131}I и $2{,}2\cdot10^{-4}$ $с^{-1}$ для ^{134}I;

B_j - фактическая скорость очистки теплоносителя по j-му радионуклиду йода, $с^{-1}$, определенная по формуле

$$B_j = \sum_{k=1}^{2}\frac{G_k}{M}\cdot\left(1-\frac{1}{K_k^j}\right), \qquad (В.2)$$

где G_k - расход воды первого контура на фильтрах k системы очистки, кг/с;

M - масса теплоносителя контура охлаждения реактора без компенсатора давления, кг, принимается равной: 165 т для ВВЭР-440 при всех шести работающих

петлях и за вычетом 13,23 т при одной отключенной петле; 214 т для ВВЭР-1000 при всех четырех работающих петлях и за вычетом 34 т при одной отключенной петле с закрытыми главными запорными задвижками для проектов РУ В-338 и В-187;

K_k^j - эффективный коэффициент очистки для *j* радионуклида йода в *k* системе очистки, определяемый из выражения

$$K_k^j = \frac{(A_j)_k}{(A_j)_{0k}}, \qquad \text{(В.3)}$$

где $(A_j)_k$ - активность *j* радионуклида йода (^{131}I, ^{134}I) перед фильтрами *k* системы очистки, Бк/г;

$(A_j)_{0k}$ - активность *j* радионуклида йода (^{131}I, ^{134}I) на выходе из *k* системы очистки в последней точке пробоотбора из неё, Бк/г.

Если удельная активность i-го радионуклида на выходе *k* системы очистки не регистрируется, то эффективный коэффициент очистки принимается равным 20;

$\nu_{пр} = \frac{Q_{пр}}{M}$ - постоянная проектной скорости очистки на фильтрах СВО, равная $3{,}4 \cdot 10^{-5}$ с$^{-1}$ для ВВЭР-440 и $3{,}5 \cdot 10^{-5}$ с$^{-1}$ для ВВЭР-1000;

Qnp - проектный расход теплоносителя на очистку (кг/с), равный 20 т/ч для ВВЭР-440 и 30 т/ч для ВВЭР-1000;

n - число использованных в расчете и произведенных в течение месяца замеров при стабильных состояниях реактора;

i - номер пробы теплоносителя (замера активности).

В.2.2 Средняя за месяц суммарная удельная активность теплоносителя первого контура по радионуклидам йода как радиационный показатель общей негерметичности твэлов, характеризующий выход галогенов (йод, бром) из дефектных твэлов и степень негерметичности твэлов, приводящую к загрязнению теплоносителя, рассчитывается по формуле

$$РП(I) = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} A(I,i), \qquad \text{(В.4)}$$

где A(*I*,*i*) - суммарная удельная активность (Бк/кг) радионуклидов йода (^{131}I, ^{132}I, ^{133}I, ^{134}I, ^{135}I) в воде первого контура для проб, отобранных при стабильных состояниях реактора;

n - число использованных в расчете и произведенных в течение месяца замеров при стабильных состояниях реактора.

В.2.3 Средняя мощность реактора P_o в процентах от номинальной в момент отбора проб (измерения удельной активности) теплоносителя определяется из выражения

$$P_O = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} \frac{N_i}{N_{ном}} \cdot 100, \qquad \text{(В.5)}$$

где N_i – тепловая мощность реактора в момент отбора *i* пробы теплоносителя, кВт;

$N_{ном}$ – номинальная тепловая мощность реактора, кВт.

В.2.4 Среднемесячные значения показателя герметичности твэлов (ВАО АЭС) - FRI_P, Бк/г, рассчитываются по формуле

$$FRI_p = [(A_{131})_N - k(A_{134})_N] \cdot [L_k/L_{100\%}] \cdot (100/P_0)^{3,5}, \quad (В.6)$$

где $(A_{131})_N$ - средняя в течение месяца равновесная удельная активность ^{131}I в теплоносителе первого контура при стационарной мощности, приведенная к одинаковой скорости очистки, Бк/г;

$(A_{134})_N$ - средняя за месяц равновесная удельная активность ^{134}I в теплоносителе первого контура при стационарной мощности, приведенная к одинаковой скорости очистки, Бк/г;

k - коэффициент корректировки для учета вклада отложений материалов (урана и плутония) в уровень удельной активности ^{131}I в теплоносителе первого контура, равный 0,0318 для отложений, состоящих из композиции 30 % урана и 70 % плутония, полученный в результате использования выражения

$$k = \frac{Y_{131} \cdot \lambda_{131}^{0,955}/(\lambda_{131} + B_n)}{Y_{134} \cdot \lambda_{134}^{0,955}/(\lambda_{134} + B_n)}, \quad (В.7)$$

где Y_{131} и Y_{134} - выходы радионуклидов, соответственно ^{131}I и ^{134}I, на деление (столбец 5 таблицы 1);

λ_{131} и λ_{134} - постоянные радиоактивного распада, соответственно, ^{131}I и ^{134}I, с$^{-1}$;

B_n - скорость очистки теплоносителя первого контура, равная $2 \cdot 10^{-5}$ с$^{-1}$, к которой принято ВАО АЭС приводить равновесные удельные активности теплоносителя, с$^{-1}$;

L_n - средняя линейная мощность твэлов, равная 18,0 кВт/м, к которой принято ВАО АЭС нормировать получаемые значения FRI, кВт/м;

$L_{100\%}$ - средняя линейная мощность твэлов при 100 % мощности данного реактора, кВт/м, одинаковая для энергоблоков с одинаковым проектом активных зон и определяемая согласно выражению

$$L_{100\%} = \frac{N_{ном}}{n_{ТВС} \cdot n_{твэл} \cdot l_{аз}}, \quad (В.8)$$

где $N_{ном}$ - 100 % (номинальная) тепловая мощность реактора, кВт;

$n_{ТВС}$ - количество ТВС в активной зоне реактора;

$n_{твэл}$ - количество твэлов в одной ТВС;

$l_{аз}$ - длина активной зоны реактора (топливного столба в твэле), м;

P_0 - средняя мощность реактора в процентах от номинальной в момент отбора проб (измерения удельной активности) теплоносителя.

Если определенное таким образом среднемесячное значение показателя герметичности меньше $3,7 \cdot 10^{-2}$ Бк/г, оно должно быть заменено на значение $3,7 \cdot 10^{-2}$ Бк/г.

Таблица В.2.1 - Постоянные распада и выходы на деление для ^{131}I и ^{134}I

Радионуклид	Постоянная распада (λ_j), $с^{-1}$	Выход на деление (Y_j)		
		U	Pu	U-30 %, Pu-70 %
1	2	3	4	5
^{131}I	$1,0 \cdot 10^{-6}$	0,030	0,0387	0,0357
^{134}I	$2,2 \cdot 10^{-4}$	0,078	0,0730	0,0742

В.2.5 Равновесные удельные активности ^{131}I и ^{134}I в теплоносителе первого контура - $(A_j)_{Ni}$, Бк/г, приведенные к одинаковой скорости очистки, рассчитываются по формуле

$$(A_j)_{Ni} = (A_j)_i \cdot \frac{\lambda_j + B_j}{\lambda_j + B_n}, \qquad (В.9)$$

где $(A_j)_i$ - измеренная удельная активность j радионуклида йода в теплоносителе первого контура в i момент времени, Бк/г;

λ_j - постоянная радиоактивного распада j радионуклида йода, $с^{-1}$;

B_n - скорость очистки теплоносителя первого контура, равная $2 \cdot 10\text{-}5$ $с^{-1}$, к которой приводятся равновесные удельные активности теплоносителя, $с^{-1}$;

B_j - фактическая скорость очистки теплоносителя по j-му радионуклиду йода, $с^{-1}$, определенная по формуле (В.2).

В.2.6 При расчете показателя герметичности за месяц учитываются только те данные, которые получены при стационарных условиях работы реактора на стационарном уровне мощности 85 % и выше. Это обеспечивает необходимую точность расчета показателя. Для тех месяцев, где нет периодов работы на стационарной мощности 85 % и выше, показатель герметичности ЯТ рассчитывается для наибольшего достигнутого стационарного уровня мощности. В этом случае эти данные используются для расчета средних значений данного показателя герметичности ЯТ (за кампанию, на конец кампании, за год или квартал) наравне с данными при стационарной мощности РУ 85 % и выше.

В.2.7 Средние за топливную кампанию, окончившуюся в течение года, потоки отказов Wот и разгерметизаций Wнг ТВС (ТВС/эфф.сут), рассчитываются по формуле

$$Wот = \frac{N_{от}}{Еэф}, \qquad (В.10)$$

$$W_{НГ} = \frac{N_{НГ}}{Eээф}, \quad (В.11)$$

где $Eэфф$ - наработка энергоблока за прошедшую кампанию, эффективных суток по тепловой мощности;

$Nот$ - число обнаруженных (по окончании кампании) ТВС, степень негерметичности твэлов которых соответствует указанному в технических условиях на ТВС критерию отказа. В расчете учитываются все ТВС с отмеченной степенью негерметичности твэлов, которые выгружены из реактора как по причине их отказа по негерметичности, так и из-за достижения ими проектной энерговыработки;

$Nнг$ - число впервые обнаруженных по окончании кампании ТВС с негерметичными твэлами (в том числе с начальной степенью негерметичности по действующей инструкции КГО). При расчете учитываются все негерметичные ТВС, в том числе выгруженные из реактора как по причине их отказа по негерметичности, так и из-за достижения ими проектной энерговыработки, а также оставленные для дальнейшей эксплуатации. ТВС, негерметичность которых впервые обнаружена в предыдущие ПР, при расчете не учитываются.

В.3 Показатели герметичности твэлов для АС с РБМК

В.3.1 Средняя за месяц относительная активность газообразных продуктов деления (ГПД) в конденсате пара каждого из k = 1,2,3,4 барабанов-сепараторов (БС) (имп/с), рассчитывается по формуле

$$П(k) = \sum_{i=1}^{n} \frac{П(k,i)}{n}, \quad (В.12)$$

где $П(k,i)$ - относительная активность ГПД в конденсате пара БС, имп/с, измеряемая каждый час по штатной пробоотборной СКГО;

n - число использованных в расчете и произведенных в течение месяца замеров при стабильных состояниях реактора.

Рассчитываются также среднеквадратические отклонения статистических распределений величины $П(k,i)$

$$g(k) = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \frac{(П(k,i) - П(k))^2}{(n-1)}}, \quad (В.13)$$

По каждому БС представляются также максимальные значения $П(k,i)$ из ежечасных замеров для стабильных состояний реактора в течение каждого месяца.

В.3.2 Средняя на энергоблоке относительная активность ГПД в конденсате пара БС как относительный радиационный показатель общей негерметичности твэлов, характеризующий выход ГПД из дефектных твэлов и определяющий их выброс в атмосферу (имп/с), рассчитывается по формуле

$$РП(ГПД) = \sum_{k=1}^{4} \frac{П(k)}{4}, \quad (В.14)$$

где: П(k) - средняя за месяц относительная активность ГПД в конденсате пара из каждого *k-го* БС, (имп/с) (см. В.3.1).

В.3.3 Среднемесячная суммарная удельная активность радионуклидов йода в теплоносителе контура многократной принудительной циркуляции как радиационный показатель общей негерметичности твэлов, характеризующей выход галогенов (йод, бром) из дефектных твэлов и степень негерметичности твэлов, приводящую к загрязнению теплоносителя рассчитывается по формуле

$$РП(I)=\frac{1}{n}\times\sum_{i=1}^{n}\frac{\sum_{k=1}^{2}\frac{A(k,i)}{2}+\sum_{k=3}^{4}\frac{A(k,i)}{2}}{2}, \qquad (В.15)$$

или:

$$РП(I)=\frac{1}{n}\times\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{2}\frac{A(j,i)}{2}, \qquad (В.16)$$

где $A(k,i)$ - суммарная удельная активность (Бк/г) радионуклидов йода (^{131}I, ^{132}I, ^{133}I, ^{134}I, ^{135}I) в воде k-го БС для проб, отобранных при стабильных состояниях реактора;

k - номер барабана-сепаратора;

$A(j,i)$ - соответствующая суммарная удельная активность радионуклидов йода в обеих петлях реактора из пробоотборных точек правой и левой петель КМПЦ;

j - номер петли КМПЦ;

n - число использованных в расчете и произведенных в течение месяца замеров при стабильных состояниях реактора.

Представляются также:

- средние значения удельной активности (Бк/г) радионуклидов йода (^{131}I и ^{134}I) в воде k-го БС, усредненные за месяц для проб, отобранных при стабильных состояниях реактора - А(^{131}I) и А(^{134}I);
- соответствующие средние значения удельной активности радионуклидов йода в обеих половинах реактора.

В.3.4 Удельная активность радионуклида ^{239}Np в теплоносителе КМПЦ как радиационный показатель развитого дефекта оболочки, характеризующий вымывание ядерного топлива в теплоноситель, приводящее к аварийному разрушению твэла, рассчитывается по формуле

$$РП(Np)=\frac{1}{n}\times\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{2}\frac{B(j,i)}{2}, \qquad (В.17)$$

где $B(j,i)$ - удельная активность ^{239}Np в воде обеих петель КМПЦ для стабильных состояний реактора;

j - номер петли КМПЦ;

i - номер замера удельной активности;

n - число использованных в расчете и произведенных в течение месяца замеров при стабильных состояниях реактора.

В.3.5 Средний за период эксплуатации энергоблока параметр потока отказов ТВС из-за разгерметизации твэлов Wот (1/эфф.сут), рассчитывается по формуле:

$$W_{от} = \frac{N_{от}}{Eэфф}, \quad (В.18)$$

где *Е*эфф - наработка энергоблока за период (месяц, квартал, год), эффективных суток по тепловой мощности;

*N*от - число выгруженных ТВС за отчетный период из-за разгерметизации твэлов, степень негерметичности которых соответствует указанному в технических условиях на ТВС критерию отказа.

В.3.6 Средний за период эксплуатации энергоблока параметр потока обнаружения ТВС с негерметичными твэлами *W*нг (1/эфф.сут), рассчитывается по формуле

$$W_{нг} = \frac{N_{НГ}}{Eэфф}, \quad (В.19)$$

где *N*нг - число впервые обнаруженных на энергоблоке за период (месяц, квартал, год) ТВС с негерметичными твэлами с помощью применяемых методов КГО.

При расчете учитываются все негерметичные ТВС, в том числе - выгруженные из реактора из-за разгерметизации твэлов или достижения проектной энерговыработки, если негерметичность их твэлов впервые обнаружена в течение расчетного периода эксплуатации энергоблока, а также оставленные для дальнейшей эксплуатации ТВС с незначительной степенью разгерметизации. ТВС, негерметичность твэлов которых впервые обнаружена каким-либо методом КГО в предыдущие периоды эксплуатации энергоблока, при расчете не учитываются;

*Е*эфф - то же, что в В.3.5.

В.3.7 Показатель надежности ядерного топлива (используемый в ВАО АЭС) - средний за период эксплуатации поток выгрузки из активной зоны ТВС с негерметичными твэлами Wв.нг (1/эфф.сут), рассчитывается по формуле

$$W_{в.нг} = \frac{N_{в.нг}}{E_{эфф}}, \quad (В.20)$$

где $N_{в.нг}$ - общее число ТВС с негерметичными твэлами, выгруженных из активной зоны за период (в т.ч. по плану перегрузки);

$E_{эфф}$ - то же, что в В.3.5.

В.4 Показатели герметичности твэлов для АС с БН

В.4.1 Показатель, пропорциональный величине активности ГПД в защитной газовой подушке над слоем натрия (Бк/л) как радиационный показатель общей негерметичности твэлов, характеризующий выход ГПД из дефектных твэлов, по ежесуточно фиксируемой системой КГО удельной активности ^{133}Xe - A(Xe,i) для стабильных состояний реактора, рассчитывается по формуле

$$РП(Xe) = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} A(Xe,i), \quad (В.21)$$

где *n* - число замеров при стабильных состояниях реактора в течение месяца;

i - номер замера удельной активности.

Представляется также максимальная приведенная активность ГПД относительно предельно допустимого значения, соответствующего разгерметизации 0,1 % твэлов активной зоны (50 твэлов)

$$РП(Xe\max)=\frac{A(Xe_{max})}{A(пр)}, \quad (В.22)$$

где $A(Xe\max)$ - максимальное значение активности ^{133}Xe в реакторном газе в течение месяца;

$A(пр)$ – предельно допустимое значение активности реакторного газа для данного реактора (для БН-600 - 7400 мБк/л).

В.4.2 Удельная среднемесячная активность радионуклида ^{137}Cs в натрии первого контура реакторов БН как радиационный показатель, характеризующий появление развитых дефектов оболочек и накопление долгоживущих продуктов деления в первом контуре, для стабильных состояний реактора, рассчитывается по формуле

$$РП(Cs)=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}A(Cs,i), \quad (В.23)$$

где $A(Cs,i)$ - удельная активность ^{137}Cs в натрии первого контура для i-го замера при стабильном состоянии реактора;

n - число замеров при стабильных состояниях реактора в течение месяца.

В.4.3 Максимальное приведенное превышение над фоном, равное отношению максимального превышения над фоном показаний СКГО по запаздывающим нейтронам (время экспозиции замеров более 15 мин) за текущий месяц, микрокампанию или год к предельному значению в соответствии с регламентом эксплуатации, рассчитывается по формуле

$$РП(Nпр)=\frac{(Ni-Nф)max}{Nпре}, \quad (В.24)$$

где $Nпре$ - предельное значение по запаздывающим нейтронам (в соответствии с регламентом эксплуатации);

Ni - текущие показания системы КГО по запаздывающим нейтронам (имп/с);

$Nф$ - фоновые показания для данной микрокампании;

(Ni - $Nф$)max - максимальное превышение над фоном.

В.4.4 Средний поток разгерметизаций твэлов с прямым контактом топлива и теплоносителя $W_{от}$ (ТВС/эфф.сут) за окончившуюся в течение года микрокампанию, рассчитывается по формуле

$$W_{от}=\frac{N_{от}}{Eэфф}, \quad (В.25)$$

где $Eэфф$ - наработка энергоблока за прошедшую микрокампанию (рассматривается микрокампания в целом, в том числе - от момента ее начала в предыдущем году до окончания в текущем), в эффективных сутках по тепловой мощности;

$N_{от}$ - число обнаруженных по окончании кампании ТВС с негерметичными твэлами, степень негерметичности которых соответствует прямому контакту топлива и теплоносителя (в расчете учитываются ТВС с отмеченной степенью негерметичности твэлов, которые выгружены из реактора, как по причине их разгерметизации, так и из-за достижения ими проектной энерговыработки, в том числе, если разгерметизация твэлов произошла в момент выгрузки/перегрузки).

При расчете учитываются все негерметичные ТВС, в том числе - выгруженные из реактора по критерию отказа или из-за достижения ими проектной энерговыработки, а также оставленные для дальнейшей эксплуатации. ТВС, негерметичность которых впервые обнаружена в предыдущие ПР, при расчете не учитывается.

В.4.5 Показатель надежности ядерного топлива - средний поток выгрузки ТВС с негерметичными твэлами $W_{нг}$ (ТВС/эфф.сут) за окончившиеся в течение года микрокампании, рассчитывается по формуле

$$W_{нг} = \frac{N_{от} + N_{нг}}{Eэфф} \qquad (В.26)$$

где $N_{нг}$ - число выгруженных по окончании микрокампании ТВС с негерметичными твэлами со степенью негерметичности, соответствующей их газовой неплотности, в том числе, если разгерметизация твэлов произошла в момент выгрузки/перегрузки:

$N_{от}$ и $E_{эфф}$ - то же, что в В.4.4.

В.5 Показатели герметичности твэлов для АС с ЭГП

В.5.1 Средняя за месяц удельная активность по основным изотопам, характеризующим состояние основного технологического контура (Бк/г), рассчитывается по формуле

$$A(k) = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} A(k,i), \qquad (В.27)$$

где $A(k,i)$ - определенная при i-ом измерении удельная активность k-го изотопа в теплоносителе основного циркуляционного контура, Ки/кг;

n - число использованных в расчете и произведенных в течение месяца замеров при стабильных состояниях реактора.

В качестве основных изотопов, характеризующих состояние основного циркуляционного контура, рассматриваются: ^{99}Mo, ^{51}Cr, ^{54}Mn, ^{56}Mn, ^{60}Co, ^{24}Na.

В.5.2 Активность газообразных продуктов деления в пробах газа, отбираемого из зазоров между твэлами и графитовыми втулками ТВС, характеризующая герметичность наружной оболочки твэла, определяется по результатам контроля СКГО «Алней» за каждый месяц работы реактора. При этом анализируются следующие показатели:

*А*фон – значения средней величины активности фона (имп/мин);

*А*мин – значение минимальной активности (скорости счета) пробы по соответствующему совмещенному датчику (имп/мин);

*А*макс – значение максимальной активности (скорости счета) пробы по соответствующему совмещенному датчику (имп/мин);

*А*ср – среднее значение активности (скорости счета) проб по соответствующему совмещенному датчику (имп/мин).

В.5.3 Средние потоки отказов *W*от и показатель надежности ядерного топлива – средний поток выгрузки ТВС с негерметичными твэлами $W_{нг}$ (ТВС/эфф.сут) за окончившиеся в течение года кампании определяются по формулам, идентичным формулам для реакторов БН (см. пункты В.4.4 и В.4.5).

Приложение Г
(обязательное)
Показатели герметичности контура теплоносителя реактора

Г.1 Коэффициент, характеризующий герметичность первого контура АС с ВВЭР и БН, представляет собой средний параметр потока разгерметизаций контура на 7000 ч работы и рассчитывается по формуле

$$K_{н1к} = \frac{n}{T_р} \cdot 7000, \qquad (Г.1)$$

где n - зафиксированное количество разгерметизаций трубопроводов и оборудования первого контура (включая все отводы от контура в пределах второй запорной задвижки) во всех режимах эксплуатации, приводящих к изменению режима работы реактора;

$T_р$ - время работы реактора на мощности за отчетный период, ч.

Г.2 Коэффициент, характеризующий герметичность теплообменных поверхностей парогенераторов $K_{цпг}$ у АС с ВВЭР, представляет собой средний за отчетный период параметр протечек теплоносителя первого контура во второй контур и рассчитывается по формуле

$$K_{цпг} = \frac{n_{ап}}{T_р} \cdot 7000, \qquad (Г.2)$$

где $n_{ап}$ - зафиксированное количество случаев превышения предела безопасной эксплуатации по протечкам теплоносителя первого контура в парогенераторах и удельной активности радионуклидов технологических сред второго контура во всех режимах эксплуатации (пределы безопасной эксплуатации установлены технологическими регламентами ВВЭР-440 и ВВЭР-1000). В Годовых отчетах АС должны указываться все случаи нарушений как пределов безопасной эксплуатации, так и эксплуатационных пределов, которые установлены рабочими технологическими регламентами безопасной эксплуатации АС с ВВЭР;

Тр - время работы реактора на мощности за отчетный период, ч.

Г.3 Коэффициент, характеризующий плотность контура циркуляции теплоносителя у АС с РБМК и ЭГП, представляет собой средний параметр потока разгерметизаций КМПЦ, включая технологические каналы или трубы тепловыделяющих сборок, на 7000 ч работы и рассчитывается по формуле

$$K_{н1} = \frac{n_{от}}{T_р} \cdot 7000, \qquad (Г.3)$$

где $n_{от}$ - количество обнаруженных неплотностей трубопроводов и оборудования КМПЦ, паропроводов и трубопроводов питательной воды, включая все отводы от контура в пределах второй запорной задвижки, приводящих к изменению режима работы реактора;

$T_р$ - время работы реактора на мощности за отчетный период, ч.

Наличие течей определяется визуально, по контролю влажности и активности вентиляционного воздуха соответствующих помещений.

Приложение Д
(обязательное)
Показатели состояния систем безопасности

Д.1 Показатель неготовности системы управления и защиты реактора

Д.1.1 Показатель неготовности системы управления и защиты реактора характеризует работоспособность системы управления и защиты реактора и представляет собой средний параметр потока отказов СУЗ на 7000 ч работы, последствием которых является невозможность выполнить функцию безопасности по требованию, несанкционированное движение органов регулирования СУЗ вверх из активной зоны или невведение их в зону по требованию (ограничение движения, заклинивание).

Д.1.2 Показатель неготовности системы управления и защиты реактора рассчитывается по формуле

$$K_{СУЗ}=\frac{La}{Tp}\cdot 7000, \qquad (Д.1)$$

где La - количество отказов, приводящих к невозможности выполнять проектную функцию или к несанкционированному перемещению ОР СУЗ (привод и исполнительный орган) вверх во всех режимах эксплуатации, включая нахождения РУ на МКУ;

Тр - время работы реактора за отчетный период, ч.

Д.1.3 Показатель неготовности системы управления и защиты реактора рассчитывается в целом за год.

Для АС в целом годовой показатель рассчитывается как среднее арифметическое значение показателей энергоблоков за рассматриваемый период.

Д.1.4 При расчете показателя неготовности системы управления и защиты реактора не учитываются отказы, приводящие к «ложному» срабатыванию защит реактора.

Д.2 Показатель «Неплановые автоматические аварийные остановы реактора на 7000 часов работы энергоблока в критическом состоянии»

Д.2.1 Назначение показателя «Неплановые автоматические аварийные остановы реактора на 7000 часов работы энергоблока в критическом состоянии» - контроль работы по снижению количества неплановых автоматических остановов реакторов.

Показатель «Неплановые автоматические аварийные остановы реактора в критическом состоянии на 7000 часов работы энергоблока в критическом состоянии» характеризует надежность ведения технологических режимов и частоту событий, интенсивность достижения предельных параметров, требующих автоматического заглушения реакторной установки, и представляет собой средний

параметр потока автоматических срабатываний систем остановки реактора (включая срабатывания по ложным сигналам) на 7000 ч работы.

Д.2.2 Показатель срабатывания систем остановки реактора рассчитывается по формуле

$$K_{САЗ} = \frac{A}{T_р} \cdot 7000, \qquad (Д.2)$$

где А - число неплановых автоматических остановов реактора в критическом состоянии за отчетный период;

Тр - число часов работы реактора в критическом состоянии за отчетный период.

Д.2.3 При расчете показателя «Неплановые автоматические аварийные остановы реактора в критическом состоянии на 7000 часов работы энергоблока в критическом состоянии» учитываются все срабатывания систем остановки реактора при нахождении РУ на МКУ и выше.

При выполнении расчета показателя не учитываются срабатывания систем остановки реактора на энергоблоке АС:

- проработавшего менее 1000 ч в год;
- находящемся на этапах ввода в эксплуатацию.

Д.2.4 Показатель «Неплановые автоматические аварийные остановы реактора в критическом состоянии на 7000 часов работы энергоблока в критическом состоянии» рассчитывается за год по формуле Д.2.

Для АС годовой показатель рассчитывается как среднее арифметическое значение показателей энергоблоков за отчетный период.

7000 ч - среднее время нахождения реактора в критическом состоянии за один год. Величина показателя для энергоблока за определенный период рассчитывается как отношение суммарного количества незапланированных автоматических остановов реактора из критического состояния к количеству часов его нахождения в критическом состоянии, приведенное к 7000 ч.

Величина для отрасли - среднее арифметическое значение показателей энергоблоков за рассматриваемый период.

Д.3 Показатель «Неплановые аварийные остановы реактора на 7000 часов работы в критическом состоянии»

Д.3.1 Назначение показателя «Неплановые аварийные остановы реактора на 7000 часов работы в критическом состоянии» состоит в контроле количества неплановых автоматических и «ручных» остановов реактора за отчетный период.

Показатель «Неплановые аварийные остановы реактора на 7000 часов работы в критическом состоянии» характеризует надежность ведения технологических режимов, частоту возникновения событий, обусловленных надежностью элементов установок энергоблока, интенсивность достижения предельных параметров, требующих заглушения реакторной установки, и представляет собой средний параметр потока автоматических и «ручных» срабатываний систем остановки реактора (включая срабатывания по ложным сигналам) на 7000 ч работы.

Д.3.2 Показатель «Неплановые аварийные остановы реактора на 7000 часов работы в критическом состоянии» рассчитывается по формуле

$$K_{САРЗ} = \frac{A + B}{T_р} \cdot 7000, \quad (Д.3)$$

где А - число неплановых автоматических остановов реактора в критическом состоянии за отчетный период;

В - число неплановых «ручных» остановов реактора в критическом состоянии за отчетный период;

Тр - число часов работы реактора в критическом состоянии за отчетный период.

Д.3.3 При расчете показателя «Неплановые аварийные остановы реактора на 7000 часов работы в критическом состоянии» учитываются все срабатывания систем остановки реактора при нахождении РУ на МКУ и выше.

При выполнении расчета показателя не учитываются срабатывания систем остановки реактора на энергоблоке АС:

- проработавшего менее 1000 ч в год;
- находящемся на этапах ввода в эксплуатацию.

Д.3.4 Показатель «Неплановые аварийные остановы реактора на 7000 часов работы в критическом состоянии» для энергоблока рассчитывается за год по формуле Д.3.

Для АС годовой показатель рассчитывается как среднее арифметическое значение показателей энергоблоков за отчетный период.

7000 ч - среднее время нахождения реактора в критическом состоянии за один год. Величина показателя для энергоблока за определенный период рассчитывается как отношение суммарного количества незапланированных автоматических и ручных остановов реактора из критического состояния к количеству часов его нахождения в критическом состоянии, приведенное к 7000 ч.

Величина для отрасли - среднее арифметическое значение показателей энергоблоков за рассматриваемый период.

Д.4 Показатель неготовности систем безопасности

Д.4.1 Показатель неготовности систем безопасности характеризует способность соответствующей системы безопасности выполнять требуемую функцию и определяется показателем неготовности для каждой из учитываемых СБ (кроме событий, характеризующих неготовности СУЗ). Неготовность элемента или канала системы безопасности - это часть времени, в течение которого элемент или канал не способен выполнить назначенную функцию, в то время когда от него требуется быть готовым к запуску и работе.

Неготовность элемента или канала СБ – отношение часов, когда элемент или канал не были готовы к запуску и/или работе, к часам, в течение которых от системы требуется быть готовой к работе.

Д.4.2 Расчет показателя неготовности каналов СБ для каждой из учитываемых СБ выполняется по формуле

$$K_{нсб} = \frac{\sum_{i=1}^{N} (Ti, пл. + Ti, непл. + Ti, расч.)}{Ттр \cdot N}, \quad (Д.3)$$

где Ti,пл. – фактическая продолжительность вывода из режима ожидания i–го канала СБ за отчетный период для проведения плановых проверок работоспособности канала СБ, технического обслуживания в период, в течение которого необходима готовность этой СБ, ч.

Если процедура проверки на работоспособность канала СБ не препятствует выполнению этим каналом СБ своей функции, то это время не учитывается;

Ti,непл. – фактическая продолжительность вывода из режима ожидания i-го канала СБ за отчетный период по причине отказа (непланового ремонта), ч. Это время с начала обнаружения отказа до момента ввода канала СБ в режим ожидания или работы.

Ti,расч. – продолжительность неготовности i-го канала СБ, вызванная скрытым отказом i-го канала СБ (определяется как половина времени, которое прошло с момента последней учетной проверки на работоспособность канала СБ, до момента обнаружения отказа), ч. Это время учитывается для каналов СБ, эксплуатируемых в сложном режиме (режим ожидания + режим работы по прямому назначению);

N – число каналов рассматриваемой СБ. Если система не имеет независимых каналов, то система разбивается на условные каналы, количество которых определяется числом взаиморезервируемых активных элементов СБ, каждый из которых обеспечивает выполнение функции системы в полном объеме;

Ттр – требуемая продолжительность готовности канала СБ за отчетный период, ч.

Для всех АС:

- для системы аварийного электроснабжения и технической воды ответственных потребителей требуемая продолжительность готовности этих систем принимается как

$$Ттр = Тр + 2/3 \cdot (Тк - Тр), \quad (Д.4)$$

где Тр – время работы реактора на мощности за рассматриваемый период, ч;

Тк – календарная продолжительность рассматриваемого периода, ч;

(Тк-Тр) – время простоя реактора, ч.

Для АС с ВВЭР:

- для системы планового и аварийного расхолаживания активной зоны:

$$Ттр = Тк - Тпл, \quad (Д.5)$$

где Тпл – время, затрачиваемое на плановые ремонты системы, ч.

Для САОЗ с насосами низкого давления (НД) требуется готовность одного канала и при подкритичном реакторе: при состояниях «Останов для перегрузки

топлива», «Останов для ремонта» (ППР), «Холодный останов», поэтому требуемая продолжительность готовности канала СБ Ттр за отчетный период составляет:

$$Ттр = Тр + 1/3\ (Тк - Тр) \qquad (Д.6)$$

Для системы аварийного питания ПГ требуется также готовность и в периоды разогрева и расхолаживания энергоблока (которая при одном цикле разогрева-расхолаживания составляет 3-4 суток – условно 100 часов), поэтому для канала данной СБ Ттр рассчитывается по формуле

$$Ттр \cong Тр + m \cdot 100,$$

где m – количество циклов расхолаживаний-разогревов энергоблока соответственно до «холодного» и «горячего» состояния за отчётный период.

Д.4.3 Для АС в целом и отрасли показатель для каждой системы рассчитывается как среднее арифметическое значение показателей энергоблоков за рассматриваемый период.

В случае если СБ обеспечивает потребности нескольких энергоблоков, то значение показателя для данной СБ относится к каждому энергоблоку АС и АС в целом.

Д.4.4 Показатель неготовности рассчитывается отдельно для следующих систем безопасности:

Для ВВЭР:

- системы аварийного расхолаживания активной зоны;
- системы аварийного охлаждения активной зоны (пассивная часть);
- системы аварийного впрыска бора высокого давления;
- системы аварийного ввода бора высокого давления;
- системы защиты первого контура от превышения давления;
- системы аварийной питательной воды;
- системы аварийного электроснабжения;
- системы техводоснабжения ответственных потребителей;
- системы защиты от превышения давления во втором контуре (ПК ПГ; БРУ-А);
- системы быстродействующих запорных отсечных клапанов;
- системы защиты от превышения давления в прочно-плотных боксах;
- спринклерно-охладительной системы;
- систем азота и сжатого воздуха, применяемых в качестве источников энергии для систем безопасности;
- вентиляционных систем, обслуживающих оборудование и помещения систем безопасности;
- систем пожарной безопасности, обслуживающих помещения систем, важных для безопасности;
- системы герметичных ограждений;
- управляющих систем безопасности.

Для РБМК:

- спринклерно-охладительной системы;
- системы аварийного охлаждения реактора (активная часть);

- системы аварийного охлаждения реактора (пассивная часть);
- системы аварийной подачи питательной воды;
- системы защиты КМПЦ от превышения давления;
- системы защиты от превышения давления в реакторном пространстве;
- систем аварийного электроснабжения;
- управляющих систем безопасности;
- системы техводоснабжения ответственных потребителей;
- системы охлаждения каналов СУЗ;
- локализующих систем безопасности (включая системы герметичных помещений и барботажно-конденсационные устройства);
- вентиляционных систем, обслуживающих помещения систем безопасности;
- противопожарных систем, обслуживающих помещения систем, важных для безопасности.

Для БН:

- системы аварийной защиты реактора (органы аварийной защиты);
- системы аварийного расхолаживания реактора;
- страховочного кожуха на вспомогательных трубопроводах первого контура и трубопроводе перелива натрия из реактора;
- системы основного и страховочного корпусов реактора от повышения давления;
- системы защиты от повышения давления во втором контуре;
- натриевого контура охлаждения БОС;
- страховочного корпуса реактора;
- страховочного корпуса БОС;
- страховочного кожуха на вспомогательных трубопроводах первого контура и трубопроводе перелива натрия из реактора;
- страховочного кожуха на трубопроводах натриевого контура охлаждения БОС;
- защитного колпака над реактором;
- помещений первого контура с системой пожаротушения натрия;
- спецвентиляции (ПС, В-6);
- системы надежного электроснабжения;
- контура технического водоснабжения (первая и вторая ступень) систем безопасности;
- системы формирования сигналов и размножения контактов БАЗ;
- системы формирования сигналов «обесточивание СН» и схема АСП;
- схемы формирования защиты реактора от повышения частоты ГЦН первого контура;
- схемы защиты, обеспечивающей запрет закрытия более одного ОК ГЦН первого контура.

Для ЭГП:

- защитных систем безопасности реакторной установки;
- локализующих систем безопасности реакторной установки;
- обеспечивающих систем безопасности реакторной установки;
- управляющих систем безопасности реакторной установки;

- общестанционных систем безопасности.

Для каждой из перечисленных СБ следует указать:

- число каналов (принципиально для систем, которые не имеют независимых каналов);
- отметить СБ, эксплуатируемые в сложном режиме (режим ожидания + режим работы по прямому назначению).

Д.4.5 Общий показатель неготовности систем безопасности для энергоблока определяется как сумма значений показателей для отдельных систем.

«Ложные» срабатывания СБ обусловлены отказами УСБ или неправильными действиями персонала и должны учитываться как отказы УСБ при расчете Кнсб, если они приводили к неготовности соответствующего канала СБ.

Д.5 Показатель частоты срабатываний систем безопасности

Д.5.1 Показатель частоты срабатываний систем безопасности представляет собой средний за отчетный период параметр потока включений систем безопасности (кроме случаев срабатывания систем остановки реактора) в работу по требованию (за исключением случаев включений для планового опробования) на 7000 ч работы.

Д.5.2 Включение в работу систем безопасности на требование является признаком достижения предельных параметров в первом или втором контурах, а также включение в работу аварийных источников электроснабжения собственных нужд является признаком нарушения режимов нормальной эксплуатации.

Д.5.3 Показатель частоты срабатываний систем безопасности рассчитывается для срабатывания систем безопасности при включении их по требованию по формуле

$$K_{\text{ВСБ}}=\frac{\text{P}+\text{E}}{\text{T}_\text{р}}\cdot 7000, \qquad (\text{Д.7})$$

где P - количество включений систем безопасности (без аварийных источников электроснабжения);

E - количество включений аварийных источников электроснабжения собственных нужд АС во всех режимах эксплуатации;

$T_р$ - время наработки реактора за отчетный период, ч.

Д.4.4 Показатель частоты срабатываний систем безопасности рассчитывается в целом за отчетный период по формуле (Д.7).

Для АС годовой показатель рассчитывается как среднее арифметическое значение показателей энергоблоков за отчетный период.

Д.5.5 При расчете показателя частоты срабатываний систем безопасности учитываются все случаи срабатываний каналов систем безопасности по требованию в режимах обеспечения безопасности.

При расчете $K_{\text{ВСБ}}$ учитывается как одно срабатывание СБ:

- запуск соответствующей СБ по прямому назначению в режиме обеспечения функции безопасности (например, подача борного раствора в первый контур от соответствующей системы TQ или воды от системы TX; закрытие одного или

нескольких БЗОК; запуск и подключение к секции ДГ при обесточивании рабочей секции и т.п.);

- запуски на линии рециркуляции насосных агрегатов соответствующих СБ по одному сигналу УСБ (например, запуск СБ по фактическому сигналу «разрывной» защиты второго контура);
- запуск ДГ всех каналов САЭ по фактическому сигналу обесточивания энергоблока АС с подключением механизмов СБ по программе ступенчатого пуска;
- срабатывание одного или нескольких БРУ-А по факту повышения давления во втором контуре до уставки срабатывания.

Срабатывание систем остановки реакторной установки при расчете $K_{ВСБ}$ не учитывается, так как частота срабатывания систем остановки рассматривается в Д.2.

Приложение Е
(обязательное)
Показатель устойчивости работы энергоблока

Е.1 Показатель снижений мощности энергоблока

Е.1.1 Показатель снижений мощности энергоблока оценивает стабильность работы энергоблока, интенсивность переходных процессов, влияющих на снижение остаточного ресурса основного оборудования АС, его надежность и безопасность при работе. Он представляет собой средний параметр потока снижений уровня мощности реактора (в том числе и до нуля) на 7000 ч работы.

Е.1.2 Показатель снижений мощности энергоблока за каждый квартал и в целом за год рассчитывается по формуле

$$K_{во}=\frac{N+M}{T_о}\cdot 7000 \text{ - для года, } K_{во}=\frac{N+M}{T_о}\cdot 1750 \text{ - для квартала,} \qquad (Е.1)$$

где N - число остановов энергоблока за отчетный период;

M - число снижений мощности энергоблока за отчетный период;

$T_о$ - время работы энергоблока на мощности за отчетный период, ч.

Для АС в целом квартальный и годовой показатели рассчитываются как среднее арифметическое значение показателей энергоблоков за рассматриваемый период.

Е.1.3 При расчете показателя снижений мощности энергоблока учитываются все плановые и неплановые снижения мощности энергоблока в процессе работы на 25 % и более от уровня, предшествующего снижению, включая все остановы энергоблока в плановый и неплановый ремонт, а также в резерв.

Приложение Ж
(обязательное)
Показатель качества технического обслуживания и ремонта

Ж.1 Показатель качества технического обслуживания и ремонта характеризует среднюю наработку на отказ энергоблока из-за некачественного ремонта важных для безопасности систем энергоблока. Показатель представляет собой средний параметр потока событий за 7000 ч работы, обусловленных некачественным техническим обслуживанием и ремонтом.

Ж.2 Показатель качества технического обслуживания и ремонта рассчитывается по формуле

$$K_{кор} = \frac{F}{T_o} \cdot 7000, \qquad (Ж.1)$$

где F - число отказов оборудования важных для безопасности систем, приведших к нарушению в работе энергоблока и имевших причинами некачественный ремонт во всех режимах эксплуатации за отчетный период;

T_o - время работы энергоблока на мощности за отчетный период, ч.

Ж.3 Показатель качества технического обслуживания и ремонта рассчитывается в целом за год по формуле (Ж.1).

Для АС в целом годовой показатель рассчитывается как среднее арифметическое значение показателей энергоблоков за рассматриваемый период.

Приложение И
(обязательное)
Показатели нарушений в работе АС и неправильных действий персонала

И.1 Показатель нарушений в работе АС характеризует количество нарушений, учитываемых в соответствии с НП-004-08 за время работы энергоблока в течение года.

И.2 Показатель нарушений в работе АС рассчитывается по формуле

$$K_{\text{нар}} = \frac{H}{T_o} \cdot 7000, \qquad (И.1)$$

где H - количество нарушений для энергоблока во всех режимах эксплуатации за отчетный период, учитываемых в соответствии с НП-004-08;

T_o - время работы энергоблока на мощности за отчетный период, ч.

И.3 Показатель неправильных действий персонала характеризует уровень и качество подготовки персонала к эксплуатации энергоблока в нормальном режиме его работы и в аварийных ситуациях и представляет собой средний параметр потока неправильных действий персонала на 7000 ч работы, приведших к возникновению нарушений в работе АС и отклонений на АС.

И.4 Показатель неправильных действий персонала рассчитывается по формуле

$$K_{\text{ноп}} = \frac{X}{T_o} \cdot 7000, \qquad (И.2)$$

где X - количество неправильных действий персонала, приведших к возникновению (первопричина) нарушений в работе АС по НП-004-08 или отклонений на АС по РД ЭО 1.1.2.01.0163 (приложение А), во всех режимах эксплуатации за отчетный период;

T_o - время работы энергоблока на мощности за отчетный период, ч.

И.5 При расчете показателя неправильных действий персонала ($K_{\text{ноп}}$) должны учитываться неправильные действия оперативного и ремонтного персонала (включая ремонтный персонал сторонних организаций) во всех режимах эксплуатации энергоблока за отчетный период.

И.6 Для АС в целом годовые показатели ($K_{\text{нар}}$, $K_{\text{ноп}}$) рассчитываются как среднее арифметическое значение показателей энергоблоков данной АС.

Приложение К
(обязательное)
Показатели эффективности радиационной защиты населения и окружающей среды

К.1 Система радиационного контроля на АС позволяет получать информацию, необходимую для расчета эффективности радиационной защиты населения и окружающей среды, характеризующую в свою очередь радиационное состояние АС и окружающей среды при всех режимах эксплуатации АС.

К.2 К показателям эффективности радиационной защиты относятся следующие величины:

- коэффициент очистки выбрасываемого воздуха АС от радиоактивных аэрозолей и йодов на фильтрах газоочистки (по результатам регламентных проверок);
- величина общей эффективности снижения выбросов инертных радиоактивных газов установкой подавления активности на тех энергоблоках, где она имеется;
- отношение измеренного значения активности отдельных радионуклидов в выбросах АС к их допустимому значению;
- отношение измеренного значения активности отдельных радионуклидов в жидких сбросах за год к допустимому значению величины активности отдельных радионуклидов в сбросных водах за год.

К.3 Активность газоаэрозольных выбросов определяется на АС как штатной аппаратурой, так и лабораторными методами по действующему регламенту радиационного контроля.

В случае если существующими на АС приборами и методами некоторые радионуклиды, нормируемые в выбросах и сбросах, не определяются, фактическому выбросу/сбросу нормируемого радионуклида присваивается значение 1/2 произведения нижнего предела измерения на суммарный объем выброса/сброса, если иное не определено соответствующими методиками.

К.4 Показателем по сбросу радионуклидов с жидкими стоками АС является величина (индекс сброса), определяемая выражением

$$Y = \sum \frac{q_i}{Q_i}, \qquad (К.1)$$

где Y- индекс сброса;

q_i - годовое поступление i-го радионуклида, поступающего с дебалансными водами, Бк/год;

Q_i - ДС для i- го радионуклида, Бк/год.

При поступлении в водные объекты сбросных вод АС должно выполняться соотношение $Y<1$.

Приложение Л
(обязательное)
Показатели уровня радиационной защиты персонала и охраны окружающей среды на АС

Л.1 Годовая коллективная доза персонала и командированных на АС лиц (или «контролируемого персонала») - S, чел.Зв.

$$S = \sum_{n=1}^{N} H_n \qquad (Л.1)$$

где Hn - годовая эквивалентная доза, полученная n-ным лицом, Зв;

N - число контролируемых лиц.

Л.2 Годовая среднеарифметическая индивидуальная доза внешнего облучения контролируемых лиц - H, Зв

$$H = \frac{S}{N}, \qquad (Л.2)$$

где S - сумма измеренных индивидуальных доз внешнего облучения контролируемых лиц за отчетный период;

N - число контролируемых лиц за отчетный период (не учитываются работники, которые стояли на контроле, но для которых измерения доз не проводилось).

Л.3 Коллективные дозовые затраты персонала и командированных на АС лиц на один энергоблок - S1 , чел.Зв/блок.

Л.4 Коэффициент валовых выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух - Kвв

Коэффициент валовых выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух ($K_{вв}$) расчитывается по формуле

$$K_{вв} = \frac{Вф}{Внорм}, \qquad (Л.3)$$

где Вф – фактические валовые выбросы ЗВ в атмосферный воздух в отчетном году, т/год;

Внорм – установленный суммарный норматив выбросов ЗВ в атмосферный воздух в отчетном году, т/год.

Л.5 Коэффициент валовых сбросов ЗВ в водные объекты - $K_{вс}$

Коэффициент валовых сбросов ЗВ в водные объекты ($K_{вс}$) рассчитывается по формуле

$$K_{вс} = \frac{Сф}{Снорм}, \qquad (Л.4)$$

где Сф – фактические валовые сбросы ЗВ в водные объекты в отчетном году, т/год;

Снорм – установленный суммарный норматив сбросов ЗВ в водные объекты в отчетном году, т/год.

Л.6 Коэффициент образования отходов производства и потребления – $К_{ВО}$.

Коэффициент образования отходов производства и потребления ($К$во) рассчитывается по формуле

$$К_{во} = \frac{Оф}{Онорм}, \quad (Л.5)$$

где Оф – масса образовавшихся в отчетном году отходов, т/год;

Онорм – установленный суммарный норматив образования отходов в отчетном году, т/год.

Л.7 Плата АС за негативное воздействие на окружающую среду

Должна быть приведена суммарная величина платы (тыс. руб.) за негативное воздействие на окружающую среду в пределах установленных нормативов и суммарная величина платы за сверхнормативное негативное воздействие на окружающую среду.

Плата за негативное воздействие на окружающую среду в пределах установленных нормативов определяется (тыс. руб.):

- за сбросы ЗВ в водные объекты;
- за выбросы ЗВ в атмосферу;
- за размещение отходов.

Плата за сверхнормативное негативное воздействие на окружающую среду определяется (тыс. руб.):

- за сверхнормативные выбросы ЗВ в атмосферу;
- за сверхнормативные сбросы ЗВ в водные объекты;
- за сверхнормативное размещение отходов.

Приложение М
(обязательное)
Показатели количества и условий обращения с радиоактивными отходами

М.1 Показатели количества радиоактивных отходов

Показатели количества радиоактивных отходов характеризуют степень потенциальной опасности радиоактивного заражения территории АС и окружающей среды от радиоактивных отходов, находящихся в хранилищах. Они описываются ниже-перечисленными величинами.

М.2 Показатели количества жидких радиоактивных отходов

М.2.1 *V*жро ($м^3/м^3$) - годовое поступление отходов в хранилище жидких отходов (ХЖО) в пересчете на установленный показатель.

М.2.2 *Q*жро (т/т) - годовое поступление солей в ХЖО в пересчете на установленный показатель.

М.2.3 *A* (Ки/МВт) - активность поступивших за год отходов в расчете на 1 МВт установленной мощности.

М.3 Показатели количества твердых радиоактивных отходов

М.3.1 *V*на, са тро ($м^3/м^3$) - годовое поступление низко- и среднеактивных отходов в хранилище ТРО (ХТРО) в пересчете на установленный показатель.

М.3.2 *V*ва тро ($м^3/м^3$) - годовое поступление высокоактивных отходов в ХТРО в пересчете на установленный показатель.

М.3.3. *V*онао тро ($м^3/м^3$) - годовое поступление очень низкоактивных твердых радиоактивных отходов в хранилища ТРО (ХТРО) в пересчете на установленный показатель.

М.4 Показатели, характеризующие условия обращения с радиоактивными отходами

М.4.1 Показатели, характеризующие условия обращения с радиоактивными отходами, отражают эффективность мер, предпринимаемых на АС эксплуатацией для обеспечения безопасного хранения радиоактивных отходов.

М.4.2 Показатель, характеризующий условия обращения с ЖРО

*G*жро (%) - процент отвержденных ЖРО, расфасованных в стандартную тару.

Необходимо указать класс отходов в соответствии с «Критериями приемлемости», вид отходов (отвержденные ЖРО: солевой плав, цементный компаунд и др.), вид упаковки (контейнера), № паспорта на упаковку (НП-093-14).

М.4.3 Показатели, характеризующие условия обращения с ТРО

М.4.3.1 *G*т (%) - процент горючих отходов от общего количества образовавшихся ТРО, переработанных на установке сжигания.

М.4.3.2 *G*п (%) - процент прессуемых отходов от общего количества образовавшихся ТРО, переработанных на установке прессования.

М.4.3.3 *G*н (%) - процент неперерабатываемых отходов от общего количества образовавшихся ТРО, расфасованных в стандартную тару.

М.4.3.4 *G*тро (%) - процент ТРО от общего количества образовавшихся ТРО, подготовленных к захоронению (к вывозу с АС).

Необходимо указать класс отходов в соответствии с «Критериями приемлемости», вид отходов (цементированная зола от сжигания РАО, прессованные отходы, неперерабатываемые отходы и др.), вид упаковки (контейнера), номер паспорта на упаковку (НП-093-14).

Приложение Н
(обязательное)
Показатели потерь рабочего времени в результате несчастных случаев

Н.1 Показатель потерь рабочего времени в результате несчастных случаев персонала АС $К_{прв}$

Назначение показателя - контроль состояния работ по повышению уровня техники безопасности для персонала АС.

Величина данного показателя для АС определяется следующим образом:

$$К_{прв} = \frac{(Г_1 + Г_2 + Г_3) \cdot Н}{Т_ч}, \quad (Н.1)$$

где $Г_1$ - потеря времени - количество несчастных случаев, связанных с потерей рабочего времени и отсутствием на рабочем месте персонала, назначенного для работы АС;

$Г_2$ - ограничение трудоспособности - количество несчастных случаев, связанных с ограничением способности к выполнению работ в отношении персонала, назначенного для работы АС;

$Г_3$ - смертельные случаи - количество смертельных случаев, связанных с персоналом АС;

$Т_ч$ - отработанные человеко-часы - количество человеко-часов, отработанных персоналом АС;

Н - 200000 человеко-часов.

В ВАО АЭС используется аббревиатура *ISA*.

Н.2 Показатель потерь рабочего времени в результате несчастных случаев подрядчиков $К_{првп}$

Назначение показателя - контроль состояния работ по повышению уровня техники безопасности для всего персонала подрядчиков или другого аттестованного персонала, работающего на АС.

Величина данного показателя определяется следующим образом:

$$К_{првп} = \frac{(Г_{1п} + Г_{2п}) \cdot Н}{Т_{чп}}, \quad (Н.2)$$

где $Г_{1п}$ - количество несчастных случаев, связанных с потерей рабочего времени и отсутствием на рабочем месте персонала подрядчиков, привлеченного персонала и другого нестанционного персонала, работающего на АС;

$Г_{2п}$ - количество смертельных случаев, связанных с персоналом подрядчиков, привлеченного персонала, работающего на АС;

Н - 200000 человеко-часов.

В ВАО АЭС используется аббревиатура *CISA*.

Приложение П
(обязательное)
Анализ состояния безопасности энергоблоков АС на основе показателей безопасной эксплуатации

В Годовом отчете АС должен проводится сравнительный анализ состояния безопасности энергоблоков АС на основе оценки 23 показателей (см. таблицу П.1), позволяющих проводить сравнение показателей с установленными граничными значениями, выявлять отклонения и отслеживать негативные тенденции в состоянии безопасной эксплуации энергоблоков АС. Методика расчета показателей представлена в приложении А [7].

Т а б л и ц а П.1 - Сравнительный анализ состояния безопасной эксплуатации энергоблоков АС

	Наименование показателей	Размерность	
1	Коэффициент использования установленной мощности	МВт	
2	Коэффициент готовности энергоблока, связанный с возможностью несения номинальной электрической нагрузки, расчитываемый по методике, применяемой ВАО АЭС	%	
3	Коэффициент неготовности, связанный с неплановой недовыработкой электроэнергии, расчитываемый по методике, применяемой ВАО АЭС	%	
4	Коэффициент неготовности электросети, расчитываемый по методике, применяемой ВАО АЭС	%	
5	Коэффициент вынужденных потерь электроэнергии энергоблоков АЭС, расчитываемый по методике, применяемой ВАО АЭС	%	
6	Показатель надежности ядерного топлива	АС с ВВЭР	АС с РБМК и ЭГП
		Бк/г	1/эфф.сут
7	Показатель герметичности контура теплоносителя реактора	-	
8	Показатель отказов СУЗ	-	
9	Показатель автоматических срабатываний систем остановки реактора (в части выполнения функций систем аварийной защиты: АЗ, БСМ) из критического состояния	-	
10	Показатель отказов каналов систем безопасности	-	
11	Показатель срабатывания каналов систем безопасности энергоблоков АЭС	-	
12	Показатель нарушений в работе АС	-	
13	Показатель нарушений в работе АС, классифицированных по ИНЕС уровнем «1» и выше	-	
14	Показатель неправильных действий персонала	-	
15	Выбросы ИРГ	% от ДВ	
16	Выбросы ^{131}I	% от ДВ	
17	Коллективная доза радиационного облучения	чел·Зв	
18	Количество пожаров	-	

Окончание таблицы П.1

	Наименование показателей	Размерность
19	Количество срабатываний автоматических установок пожарной сигнализации и автоматических установок пожаротушения (включая «ложные»)	-
20	Количество вынесенных постановлений о приостановке работ из-за нарушения норм и правил по безопасности	-
21	Количество привлеченного к административной ответственности персонала АС за нарушение норм и правил по безопасности	-
22	Показатель потерь рабочего времени в результате несчастных случаев персонала АС	-
23	Показатель потерь рабочего времени в результате несчастных случаев подрядчиков	-

При проведении сравнительной оценки показателей безопасной эксплуатации энергоблоков АС используются численные значения показателей и их цветовая индикация.

Граничные значения областей («норма», «отклонение», «внимание» и «предупреждение») для каждого из 23 показателей представлены в [7] (приложение Б).

В Годовом отчете АС должно быть представлено сравнение значений показателей для энергоблоков АС за отчетный период (за год) по форме, приведенной в [7] (таблицы 2, 3, 4 и рисунок 4).

Должны быть приведены причины отклонений значений показателей от области «норма», оказавшие влияние на значение показателя (недовыработка электроэнергии, описание нарушений в работе и отклонений АС, с указанием непосредственных и коренных причин, описание проводимых работ, повлиявших на значение коллективной дозы, количество негерметичных ТВС и т.п.).

При нахождении текущего значения показателя в области «внимание» или «предупреждение», необходимо дополнительно провести сравнение с собственными значениями показателя в предыдущие пять годовых отчетных периодов ([7] рисунок 5).

По каждому такому отклонению значений показателя должно быть представлено подробное описание причин отклонений, анализ тенденций показателя, причины устойчивой негативной тенденции показателя в течение нескольких отчетных периодов эксплуатации. Должны быть сформулированы выводы о необходимости разработки и реализации дополнительных корректирующих мер для улучшения состояния безопасной эксплуатации АС.

Приложение Р
(обязательное)
Данные, представляемые ежеквартально в ВАО АЭС для расчета показателей работы АС

Данные, представляемые ежеквартально в ВАО АЭС для расчета показателей работы АС с ВВЭР, приведены в таблице Р.1.

Таблица Р.1 - Данные, представляемые ежеквартально в ВАО АЭС для расчета показателей работы АС с ВВЭР

По тематике «Выработка»
Номинальная мощность (МВт)
Номинальная выработка электроэнергии (МВт·ч)
Плановая недовыработка электроэнергия (МВт·ч)
Неплановая недовыработка электроэнергии (МВт·ч)
Неплановая недовыработка электроэнергии из-за перепростоя в плановом ремонте (МВт·ч)
Количество неплановых автоматических остановов реактора
Количество неплановых «ручных» остановов реактора
Неплановая недовыработка из-за нестабильности или отключения энергосистемы (МВт·ч)
Суммарная продолжительность работы реактора (с точностью до десятой часа)
По тематике «Работоспособность систем безопасности»
Система ввода бора высокого давления
Известная плановая продолжительность (неготовность элемента системы в часах)
Известная неплановая продолжительность (неготовность элемента системы в часах)
Продолжительность нахождения системы с дефектом, препятствующим выполнению функций (ч)
Количество каналов
Система аварийной питательной воды
Известная плановая продолжительность (неготовность элемента системы в часах)
Известная неплановая продолжительность (неготовность элемента системы в часах)
Продолжительность нахождения системы с дефектом, препятствующим выполнению функций (ч)
Количество каналов
Система аварийного питания переменного тока 6 кВ
Известная плановая продолжительность (неготовность аварийного ДГ в часах)
Известная неплановая продолжительность (ч)
Продолжительность нахождения системы с дефектом (ч)
Количество аварийных дизель-генераторов

Окончание таблицы Р.1

По тематике «Химия»
Содержание хлора в продувочной воде ПГ (мкг/кг)
Содержание натрия в продувочной воде ПГ (мкг/кг)
Содержание сульфатов в продувочной воде ПГ (мкг/кг)
Содержание железа в питательной воде ПГ (мкг/кг)
Содержание меди в питательной воде ПГ (мкг/кг)
Электропроводность в продувочной воде ПГ (мкСм/см)
Количество дней работы на мощности > 30 %
По тематике «Коллективная доза радиационного облучения персонала»
Доза внешнего облучения персонала для энергоблока (чел·Зв)
Расчетная доза внутреннего облучения персонала для энергоблока (чел·Зв)
По тематике «Потери рабочего времени персонала АС в результате несчастных случаев»
Количество несчастных случаев, приводящих к потере трудоспособности (кроме несчастных случаев со смертельным исходом)
Количество несчастных случаев со смертельным исходом, связанных с работой
Количество несчастных случаев, приводящих к ограничению трудовой деятельности
Суммарное количество отработанных человеко-часов (с точностью до часа)
По тематике «Потери рабочего времени персонала подрядных организаций в результате несчастных случаев»
Количество несчастных случаев, приводящих к потере трудоспособности (кроме несчастных случаев со смертельным исходом)
Количество несчастных случаев со смертельным исходом, связанных с работой
Количество несчастных случаев, приводящих к ограничению трудовой деятельности
Суммарное количество отработанных человеко-часов (с точностью до часа)

Данные, представляемые ежеквартально в ВАО АЭС для расчета показателей работы АС с РБМК, приведены в таблице Р.2.

Таблица Р.2 - Данные, представляемые ежеквартально в ВАО АЭС для расчета показателей работы АС с РБМК

По тематике «Выработка»
Номинальная мощность (МВт)
Номинальная выработка электроэнергии (МВт·ч)
Плановая недовыработка электроэнергия (МВт·ч)
Неплановая недовыработка электроэнергии (МВт·ч)
Неплановая недовыработка электроэнергии из-за перепростоя в плановом ремонте (МВт·ч)
Количество неплановых автоматических остановов
Неплановая недовыработка из-за нестабильности или отключения энергосистемы (МВт·ч)
Суммарная продолжительность работы реактора (с точностью до десятой часа)
По тематике «Работоспособность систем безопасности»
Система аварийного охлаждения реактора (САОР быстродействующая)
Известная плановая продолжительность (неготовность элемента системы в часах)
Известная неплановая продолжительность (неготовность элемента системы в часах)
Продолжительность нахождения системы с дефектом, препятствующим выполнению функций (ч)
Количество каналов
Система аварийного охлаждения реактора (САОР длительного расхолаживания)
Известная плановая продолжительность (неготовность элемента системы в часах)
Известная неплановая продолжительность (неготовность элемента системы в часах)
Продолжительность нахождения системы с дефектом, препятствующим выполнению функций (ч)
Количество каналов
Система аварийного питания переменного тока
Известная плановая продолжительность (неготовность аварийного ДГ в часах)
Известная неплановая продолжительность (ч)
Продолжительность нахождения системы с дефектом (ч)
Количество аварийных дизель-генераторов
По тематике «Химия»
Электропроводность теплоносителя (мкСм/см)
Содержание хлора в теплоносителе (мкг/кг)
Содержание железа в теплоносителе (мкг/кг)
Количество дней работы на мощности > 10 %

Окончание таблицы Р.2

По тематике «Коллективная доза радиационного облучения персонала»
Доза внешнего облучения персонала для энергоблока (чел·Зв)
Расчетная доза внутреннего облучения персонала для энергоблока (чел·Зв)
По тематике «Надежность ядерного топлива»
Месяц 1
Число выгруженных негерметичных ТВС
Количество эффективных суток
Месяц 2
Число выгруженных негерметичных ТВС
Количество эффективных суток
Месяц 3
Число выгруженных негерметичных ТВС
Количество эффективных суток
По тематике «Потери рабочего времени персонала АС в результате несчастных случаев»
Количество несчастных случаев, приводящих к потере трудоспособности (кроме несчастных случаев со смертельным исходом)
Количество несчастных случаев со смертельным исходом, связанных с работой
Количество несчастных случаев, приводящих к ограничению трудовой деятельности
Суммарное количество отработанных человеко-часов (с точностью до часа)
По тематике «Потери рабочего времени персонала подрядных организаций в результате несчастных случаев»
Количество несчастных случаев, приводящих к потере трудоспособности (кроме несчастных случаев со смертельным исходом)
Количество несчастных случаев со смертельным исходом, связанных с работой
Количество несчастных случаев, приводящих к ограничению трудовой деятельности
Суммарное количество отработанных человеко-часов (с точностью до часа)

Данные, представляемые ежеквартально в ВАО АЭС для расчета показателей работы АС с БН, приведены в таблице Р.3.

Таблица Р.3 - Данные, представляемые ежеквартально в ВАО АЭС для расчета показателей работы АС с БН

По тематике «Выработка»
Номинальная мощность (МВт)
Номинальная выработка электроэнергии (МВт·ч)
Плановая недовыработка электроэнергия (МВт·ч)
Неплановая недовыработка электроэнергии (МВт·ч)
Неплановая недовыработка электроэнергии из-за перепростоя в плановом ремонте (МВт·ч)
Количество неплановых автоматических остановов
Неплановая недовыработка из-за нестабильности или отключения энергосистемы (МВт·ч)
Суммарная продолжительность работы реактора (с точностью до десятой часа)
По тематике «Работоспособность систем безопасности»
Система аварийного питания переменного тока
Известная плановая продолжительность (неготовность аварийного ДГ в часах)
Известная неплановая продолжительность (ч)
Продолжительность нахождения системы с дефектом (ч)
Количество аварийных дизель-генераторов
По тематике «Коллективная доза радиационного облучения персонала»
Доза внешнего облучения персонала для энергоблока (чел·Зв)
Расчетная доза внутреннего облучения персонала для энергоблока (чел·Зв)
По тематике «Потери рабочего времени персонала АС в результате несчастных случаев»
Количество несчастных случаев, приводящих к потере трудоспособности (кроме несчастных случаев со смертельным исходом)
Количество несчастных случаев со смертельным исходом, связанных с работой
Количество несчастных случаев, приводящих к ограничению трудовой деятельности
Суммарное количество отработанных человеко-часов (с точностью до часа)
По тематике «Потери рабочего времени персонала подрядных организаций в результате несчастных случаев»
Количество несчастных случаев, приводящих к потере трудоспособности (кроме несчастных случаев со смертельным исходом)
Количество несчастных случаев со смертельным исходом, связанных с работой
Количество несчастных случаев, приводящих к ограничению трудовой деятельности
Суммарное количество отработанных человеко-часов (с точностью до часа)

Данные, представляемые ежеквартально в ВАО АЭС для расчета показателей работы АС с ЭГП, приведены в таблице Р.4.

Таблица Р.4 - Данные, представляемые ежеквартально в ВАО АЭС для расчета показателей работы АС с ЭГП

По тематике «Выработка»
Номинальная мощность (МВт)
Номинальная выработка электроэнергии (МВт·ч)
Плановая недовыработка электроэнергия (МВт·ч)
Неплановая недовыработка электроэнергии (МВт·ч)
Неплановая недовыработка электроэнергии из-за перепростоя в плановом ремонте (МВт·ч)
Количество неплановых автоматических остановов
Неплановая недовыработка из-за нестабильности или отключения энергосистемы (МВт·ч)
Суммарная продолжительность работы реактора (с точностью до десятой часа)
По тематике «Работоспособность систем безопасности»
Система аварийного питания переменного тока
Известная плановая продолжительность (неготовность аварийного ДГ в часах)
Известная неплановая продолжительность (ч)
Продолжительность нахождения системы с дефектом (ч)
Количество аварийных дизель-генераторов
Система аварийного отвода тепла
Вторичная система аварийного отвода тепла
По тематике «Химия»
Электропроводность теплоносителя (мкСм/см)
Содержание хлора в теплоносителе (мкг/кг)
Содержание железа теплоносителе (мкг/кг)
Количество дней работы на мощности > 10 %
По тематике «Коллективная доза радиационного облучения персонала»
Доза внешнего облучения персонала для энергоблока (чел·Зв)
Расчетная доза внутреннего облучения персонала для энергоблока (чел·Зв)
По тематике «Надежность ядерного топлива»
Месяц 1
Число выгруженных негерметичных ТВС
Количество эффективных суток
Месяц 2
Число выгруженных негерметичных ТВС
Количество эффективных суток
Месяц 3
Число выгруженных негерметичных ТВС
Количество эффективных суток

Окончание таблицы Р.4

По тематике «Потери рабочего времени персонала АС в результате несчастных случаев»
Количество несчастных случаев, приводящих к потере трудоспособности (кроме несчастных случаев со смертельным исходом)
Количество несчастных случаев со смертельным исходом, связанных с работой
Количество несчастных случаев, приводящих к ограничению трудовой деятельности
Суммарное количество отработанных человеко-часов (с точностью до часа)
По тематике «Потери рабочего времени персонала подрядных организаций в результате несчастных случаев»
Количество несчастных случаев, приводящих к потере трудоспособности (кроме несчастных случаев со смертельным исходом)
Количество несчастных случаев со смертельным исходом, связанных с работой
Количество несчастных случаев, приводящих к ограничению трудовой деятельности
Суммарное количество отработанных человеко-часов (с точностью до часа)

Библиография

[1] IAEA SAFETY GLOSSARY	Глоссарий МАГАТЭ по вопросам безопасности (МАГАТЭ Вена, 2007 г.)
[2] Федеральный закон от 21.11.1995 № 170-ФЗ	Об использовании атомной энергии
[3] Федеральный закон от 11.07.2011 г. N 190-ФЗ	Об обращении с радиоактивными отходами и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации
[4]	Конвенция о ядерной безопасности
[5] INSAG-12	Основные принципы безопасности атомных электростанций (МАГАТЭ, Вена, 1999 г.)
[6]	Устав ВАО АЭС, 2010 г.
[7]	«Руководство по системе показателей эксплуатационной безопасности энергоблоков АЭС»
[8] Отчет 4.650 от, НИКИЭТ, 2003 г.	«Разработка типового перечня проектных режимов, подлежащих учету на энергоблоках АЭС с реактором РБМК-1000»
[9] IAEA-TECDOC-743/R	Руководство ASCOT (МАГАТЭ, Вена, 1994 г.)
[10] Руководство пользователя	«Показатели эффективности работы АЭС», рег. № Р5-2012 (Московский Центр ВАО АЭС, август 2012 г.)
[11] IAEA-TECDOC-1141	Технический документ МАГАТЭ «Показатели эксплуатационной безопасности атомных электростанций», май 2000 г.
[12] WANO GL 2003-01	Руководство по опыту эксплуатации АЭС (ВАО АЭС, 2003 г.)
[13] 75-INSAG-4	Культура безопасности (МАГАТЭ, Вена, 1991 г.)
[14] INSAG-15	Ключевые вопросы практики повышения культуры безопасности (МАГАТЭ, Вена, 2002 г.)
[15] Доклад по безопасности № 11	Развитие культуры безопасности в ядерной деятельности (МАГАТЭ, Вена, 2000 г.)

gost.e-ecolog.ru